Office national de l'énergie

National Energy Board

# Motifs de décision

## Coûts estimatifs de la cessation d'exploitation

## MH-001-2012

**Février 2013**

**Cessation d'exploitation de pipelines – Questions financières**

Canada

Office national de l'énergie

# Motifs de décision

Relativement à

**Alliance Pipeline Ltd., Pipelines Enbridge Inc., Pipelines Enbridge (NW) Inc., Foothills Pipe Lines Ltd., Kinder Morgan Cochin ULC, NOVA Gas Transmission Ltd., Trans Mountain Pipeline ULC au nom de Trans Mountain LP, Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc., TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., TransCanada PipeLines Limited, Pipelines Trans-Nord Inc. et Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission**

Demandes déposées en novembre 2011 pour faire approuver les coûts estimatifs préliminaires liés à la cessation d'exploitation

**MH-001-2012**

**Février 2013**

**Autorisation de reproduction**
Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à info@neb-one.gc.ca

**Permission to Reproduce**
Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2013
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2013-1F
ISBN 978-0-662-76739-8

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

**Demandes d'exemplaires :**
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courriel : publications@neb-one.gc.ca
Téléc. : 403-292-5576
Tél. : 403-299-3562
1-800-899-1265

**Des exemplaires sont également disponibles à la** bibliothèque de l'Office (rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2013 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2013-1E
ISBN 978-1-100-21709-3

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

**Copies are available on request from:**
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Téléc. : 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

**For pick-up at the NEB office:**
Library
Ground Floor

Printed in Canada

# Table des matières


**1. Introduction ..... 1**
1.1 Contexte ..... 1
1.1.1 Cessation d'exploitation de pipelines – Questions financières ..... 1
1.1.2 Hypothèses de référence et facteurs de coût unitaire ..... 1
1.1.3 Processus d'établissement des coûts estimatifs de la cessation d'exploitation, énoncé dans les Motifs de décision RH-2-2008, et étapes subséquentes ..... 2
1.1.4 Processus d'audience MH-001-2012 ..... 3
1.2 Motifs de décision MH-001-2012 ..... 4

**2. Désignation de l'utilisation des terres ..... 6**

**3. Hypothèses sur la méthode de cessation d'exploitation – Aspect physique ..... 12**

**4. Coûts de cessation d'exploitation ..... 33**
4.1 Ingénierie et gestion de projet ..... 33
4.2 Préparation en vue de la cessation d'exploitation ..... 35
4.3 Abandon élémentaire du pipeline sur place ..... 37
4.4 Traitement particulier ..... 43
4.5 Retrait du pipeline ..... 46
4.6 Installations en surface ..... 49

**5. Fonds de prévoyance ..... 53**

**6. Provision pour les activités après la cessation d'exploitation ..... 57**

**7. Autres questions soulevées ..... 70**
7.1 Questions concernant les propriétaires fonciers ..... 70
7.1.1 Contexte ..... 70
7.1.2 Incertitude au sujet de la surveillance réglementaire actuelle et future, des obligations juridiques et de la responsabilité légale possible ..... 70
7.1.3 Autres répercussions financières ..... 71
7.1.4 Autres recherches et études ..... 71
7.1.5 Relations et programmes de consultation et de communication ..... 71
7.2 Prochaines étapes ..... 72
7.2.1 Uniformité des futurs dépôts sur les coûts estimatifs de la cessation d'exploitation ..... 72
7.2.2 Autres possibilités de collaboration future ..... 73
7.2.3 Plan d'action et autres mesures supplémentaires ..... 73

**8. Directives et dispositif ..... 75**
8.1 Alliance ..... 75
8.2 Pipelines Enbridge ..... 75
8.3 Enbridge (NW) ..... 75
8.4 Foothills ..... 75
8.5 Kinder Morgan ..... 76
8.6 NGTL ..... 76
8.7 TQM ..... 76
8.8 Trans Mountain ..... 76
8.9 TransCanada Keystone ..... 77
8.10 TransCanada PipeLines ..... 77
8.11 Trans-Nord ..... 77
8.12 Westcoast ..... 77

## Liste des annexes

I. Plan d'action révisé ..... 79
II. Tableau A-1 ..... 80
III. Tableau A-2 ..... 81
IV. Tableau A-3 révisé ..... 82
V. Tableau A-4 ..... 87
VI. Résumé des données matérielles et des coûts estimatifs des demandeurs ..... 88
VII. Décisions importantes ..... 115

## Glossaire et liste des sigles et abréviations

| | |
|---|---|
| AACEI | Association for the Advancement of Cost Engineering International |
| ACPÉ | Association canadienne de pipelines d'énergie |
| ACPP | Association canadienne des producteurs pétroliers |
| Alliance | Alliance Pipeline Ltd. |
| CAEPLA | Canadian Association of Energy and Pipeline Landowner Associations |
| Catégorie de coûts | Ensemble d'activités ou de dépenses connexes susceptibles de représenter une proportion considérable du total des coûts estimatifs de cessation d'exploitation d'une société |
| Cessation d'exploitation | Mise hors service permanente donnant lieu à l'interruption du service |
| Coûts unitaires | Moyennes ou plages préliminaires de facteurs de coût pour les activités de cessation d'exploitation selon diverses catégories de coûts. Dans le présent rapport, cela désigne les coûts unitaires de référence ou les coûts unitaires propres à un pipeline estimés par les sociétés réglementées par l'ONÉ. |
| Coûts unitaires de référence | Moyennes ou plages préliminaires de facteurs de coût pouvant servir aux sociétés réglementées par l'ONÉ pour calculer les coûts estimatifs de la cessation d'exploitation si les données spécifiques à un pipeline ne sont pas disponibles. Les coûts unitaires présentés dans le tableau A-3 pour chaque catégorie de coûts constituent les coûts unitaires de référence. |
| Date de dépôt | Date limite fixée pour le dépôt par les demandeurs des coûts estimatifs de cessation d'exploitation révisés, incorporant les instructions de l'Office énoncées dans les Motifs de décision MH--001--2012. Les demandeurs devraient déposer ces données révisées au plus tard le 16 avril 2013. |
| Demandeurs | Toutes les sociétés ayant déposé à l'Office une demande d'approbation des coûts estimatifs de la cessation d'exploitation basés sur des valeurs propres à leurs pipelines : Alliance Pipeline Ltd., Pipelines Enbridge Inc., Pipelines Enbridge (NW) Inc., Kinder Morgan Cochin ULC, Trans Mountain Pipeline ULC au nom de Trans Mountain LP, Foothills Pipe Lines Ltd., TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., TransCanada PipeLines Limited, Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc., NOVA Gas Transmission Ltd., Pipelines Trans-Nord Inc. et Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission |
| empr. | Emprise |

| | |
|---|---|
| Enbridge | Pipelines Enbridge Inc. et Pipelines Enbridge (NW) Inc. |
| Enbridge (NW) | Pipelines Enbridge (NW) Inc. |
| Foothills | Foothills Pipe Lines Ltd. |
| Grille de données sur la cessation d'exploitation des pipelines | Tableau 1 du rapport de l'ACPÉ présentant des options pour la cessation d'exploitation des pipelines selon diverses catégories d'utilisation des terres |
| Hypothèses de référence | Ensemble de suppositions préliminaires (incluant des paramètres pour les coûts et des hypothèses sur les aspects physiques) établi par l'Office pour faciliter le dépôt de coûts estimatifs préliminaires liés à la cessation d'exploitation, de propositions relatives au prélèvement des fonds requis à cette fin, et de processus et mécanismes envisagés pour mettre de côté les fonds nécessaires. |
| ICQF | Initiative de consultation relative aux questions foncières, mise de l'avant par l'ONÉ et comprenant quatre volets distincts |
| Kinder Morgan | Kinder Morgan Cochin ULC |
| km | Kilomètre |
| Loi sur l'ONÉ | *Loi sur l'Office national de l'énergie* |
| M&NP | Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. |
| mm | Millimètre |
| MPLA | Manitoba Pipeline Landowners Association |
| MW | Mégawatt |
| NGTL | NOVA Gas Transmission Ltd. |
| N° | Numéro |
| ONÉ | Office national de l'énergie |
| OPLA | Ontario Pipeline Landowners Association |
| Pipeline de diamètre moyen | Pipeline ayant un diamètre de 14 à 24 po (de 355,6 à 610 mm) |
| Pipeline de grand diamètre | Pipeline ayant un diamètre supérieur à 26 po (660 mm) |
| Pipeline de petit diamètre | Pipeline ayant un diamètre de 2 à 12 po (de 60,3 à 323,9 mm) |
| Pipelines Enbridge | Pipelines Enbridge Inc. |

| | |
|---|---|
| Quatrième (4e) volet | Partie de l'ICQF portant sur les questions physiques de la cessation d'exploitation des pipelines |
| Rapport de l'ACPÉ | Rapport de 2006 produit par un sous-comité du comité directeur de l'Association canadienne de pipelines d'énergie qui se penche sur la valeur de récupération négative |
| SAPL | Saskatchewan Association of Pipeline Landowners |
| SIG | Système d'information géographique |
| Sociétés du Groupe 1 | En général, sociétés réglementées par l'Office qui ont de plus grands réseaux et, de ce fait, qui sont assujetties à un plus grand degré de surveillance réglementaire sur le plan financier que les sociétés du Groupe 2. |
| Sociétés du Groupe 2 | Sociétés autres que celles du Groupe 1 qui sont réglementées par l'Office. Les sociétés du Groupe 2 ont habituellement des réseaux plus petits et moins d'expéditeurs, et font l'objet d'un degré moindre de surveillance réglementaire sur le plan financier que les sociétés du Groupe 1. |
| SPL | South Peace Landowners Association |
| TQM | Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. |
| Trans Mountain | Trans Mountain Pipeline ULC au nom de Trans Mountain LP |
| TransCanada | Foothills Pipe Lines Ltd., NOVA Gas Transmission Ltd., Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc., TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. et TransCanada PipeLines Limited |
| TransCanada Keystone | TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. |
| TransCanada PipeLines | TransCanada PipeLines Limited |
| Trans-Nord | Pipelines Trans-Nord Inc. |
| UPA | Union des producteurs agricoles |
| Westcoast | Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission |

## Exposé et comparutions

**RELATIVEMENT À** la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application;

**RELATIVEMENT AUX** coûts estimatifs préliminaires de la cessation d'exploitation, déposés les 29 et 30 novembre 2011 auprès de l'Office national de l'énergie, sous le numéro de dossier OF-AF-PCE 02, par Alliance Pipeline Ltd., Pipelines Enbridge Inc., Pipelines Enbridge (NW) Inc., Kinder Morgan Cochin ULC, Trans Mountain Pipeline ULC au nom de Trans Mountain LP, Foothills Pipe Lines Ltd., TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd., TransCanada PipeLines Limited, Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc., NOVA Gas Transmission Ltd., Pipelines Trans-Nord Inc. et Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission;

**RELATIVEMENT À** l'ordonnance d'audience MH-001-2012 datée du 10 février 2012;

**AUDIENCE TENUE À** Calgary, en Alberta, les 30 et 31 octobre 2012 ainsi que les 1er, 2, 5, 6 et 8 novembre 2012;

**DEVANT :**

| | |
|---|---|
| R. R. George | Membre présidant l'audience |
| G. A. Habib | Membre |
| L. Mercier | Membre |

| **Comparutions** | **Participants** | **Témoins** |
|---|---|---|
| A. L. McLarty, c.r.<br>T. O'Leary | Alliance Pipeline Ltd. | H. Kraft<br>K. Grant<br>F. Paterson<br>J. Abes |
| D. Crowther<br>M. Fowke<br>D. Foster | Pipelines Enbridge Inc. et Pipelines Enbridge (NW) Inc. | C. Hansen<br>J. Gasser<br>M. Hrynchyshyn<br>T. Romaine<br>V. Kohli<br>A. Leggett |
| M. Buchinski<br>K. Bray | Kinder Morgan Cochin ULC et Trans Mountain Pipeline ULC au nom de Trans Mountain Pipeline LP | D. S. Stoness<br>G. Hill<br>B. Williams<br>J. Swanson |
| M. Ignasiak<br>T.-L. Oleniuk | TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.,<br>Foothills Pipe Lines Ltd.,<br>Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.,<br>NOVA Gas Transmission Ltd.<br>et TransCanada PipeLines Limited | D. Kmet<br>Y. (Bill) Liu<br>K. Maloney<br>G. Norton<br>R. Phernambucq<br>F. Pilley<br>R. Worthingham |

| | | |
|---|---|---|
| S. Carpenter | Pipelines Trans-Nord Inc. | M. Glass<br>M. Speagle<br>S. McKay |
| R. Kolber<br>D. G. Davies | Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission | D. Cameron<br>J. Cripps<br>A. Good<br>G. Metz<br>M. Tomlinson |
| D. R. Core | Canadian Association of Energy and Pipeline Landowner Associations | D. R. Core |
| B. Woods<br>J. Woods | Association canadienne des producteurs pétroliers | |
| J. D. Goudy | Manitoba Pipeline Landowners Association | G. Demare<br>D. Hacault<br>J. Bushman<br>D. Dechant |
| M. Vance | Ontario Pipeline Landowners Association | M. Vance |
| K. Habermehl | Saskatchewan Association of Pipeline Landowners | D. Bates<br>K. Habermehl |
| D. Dechief<br>D. R. Core | South Peace Landowners Association | D. Dechief |
| C. F. Ross<br>I. Bouffard<br>P. Lemieux | Union des producteurs agricoles | P. Lemieux |
| R. Kraayenbrink | Richard Kraayenbrink | R. Kraayenbrink |
| H. Patzelt | Hellmut Patzelt | |
| J. Jensen | Ministère de l'Énergie de l'Alberta | |
| H. Gitersos<br>M. Watton | Office national de l'énergie | |

## Chapitre 1

# Introduction

### 1.1 Contexte

#### 1.1.1 Cessation d'exploitation de pipelines – Questions financières

Au début de 2008, l'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONÉ) a proposé une démarche pour la conduite de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (ICQF) comportant quatre volets distincts. Un de ces volets, le 3e, s'intitule Cessation d'exploitation de pipelines – Questions financières. L'Office a souligné que la question de fond à examiner dans ce volet était la suivante : quelle est la façon optimale d'assurer que les fonds sont disponibles lorsque des frais sont engagés pour la cessation d'exploitation? L'Office a énoncé deux principes fondamentaux pour guider ses décisions futures en rapport avec les questions financières liées à la cessation d'exploitation des pipelines. Ce sont les suivants :

1. Les coûts de cessation d'exploitation sont des dépenses légitimes liées à la prestation de services; ils peuvent être recouvrés auprès des utilisateurs du réseau avec l'approbation de l'Office.
2. Les propriétaires fonciers ne sont pas responsables des coûts de cessation d'exploitation des pipelines.

L'Office a décidé de convoquer une audience publique afin d'examiner les aspects financiers liés à la cessation d'exploitation de pipelines. En vertu du paragraphe 15(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ), il a autorisé trois membres de l'Office à mener l'audience, et à lui présenter un rapport et des recommandations à l'appui des décisions qu'il aurait à rendre sur les questions abordées à l'audience. Le comité de trois membres a mené l'audience, dont la partie orale s'est déroulée en janvier 2009. Il a présenté son rapport et ses recommandations à l'Office en avril 2009.

En mai 2009, l'Office a publié les Motifs de décision RH-2-2008, par lesquels il adoptait le rapport et les recommandations du comité. Les Motifs de décision RH-2-2008 renfermaient des principes directeurs, un plan d'action quinquennal devant être suivi par les sociétés ainsi que des hypothèses de référence pour établir des coûts estimatifs préliminaires. L'Office a indiqué qu'il tiendrait une conférence technique en novembre 2009 pour discuter des hypothèses de référence et publier des hypothèses révisées au besoin. L'Office a ordonné à toutes les sociétés qu'il réglemente de commencer au plus tard en mai 2014 à mettre des fonds de côté pour la cessation d'exploitation.

#### 1.1.2 Hypothèses de référence et facteurs de coût unitaire

Le 17 novembre 2009, l'Office a tenu une conférence technique pour discuter des hypothèses de référence. Avant la conférence, l'Office avait demandé aux participants désireux de proposer des améliorations aux hypothèses de référence de déposer leurs commentaires par écrit au préalable. Plusieurs sociétés, dont Alliance Pipeline Ltd. (Alliance), Pipelines Enbridge Inc. (Pipelines Enbridge), Kinder Morgan Cochin ULC (Kinder Morgan), TransCanada PipeLines Limited

(TransCanada PipeLines) et Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission (Westcoast), ont déposé des mémoires en plus de participer à la conférence technique.

Après la conférence technique, l'Office a publié un compte rendu de conférence résumant les discussions tenues. Il a invité les participants à faire part de leurs commentaires sur le rapport et à suggérer des catégories de coûts pouvant représenter une proportion importante du total des frais de cessation d'exploitation. L'Office a ensuite demandé aux participants à la conférence de plus amples renseignements sur les coûts unitaires.

L'Office a examiné tous les mémoires reçus et a publié des hypothèses de référence révisées le 4 mars 2010 (annexes II, III et V). Le scénario de référence renfermait des hypothèses sur le plan physique, mais non pas sur les coûts unitaires. L'Office a fait savoir qu'il communiquerait avec les parties prenantes au sujet d'un processus visant à élaborer des données estimatives propres aux facteurs de coût unitaire.

Le 29 mars 2010, l'Office a envoyé une lettre précisant que son personnel consulterait les parties prenantes pour l'aider à établir les coûts unitaires. Il a ensuite publié une ébauche de coûts unitaires en vue d'obtenir des commentaires. Ces coûts unitaires ont fait l'objet d'une discussion lors d'une assemblée publique. À la suite de l'assemblée, le personnel de l'Office a reçu d'autres commentaires officieux des parties prenantes. Alliance, Pipelines Enbridge, Westcoast et TransCanada PipeLines, entre autres, ont fait parvenir des commentaires sur la deuxième ébauche. Sur la foi de tous les commentaires reçus, l'Office a publié en décembre 2010 une lettre et des tableaux révisés sur les coûts unitaires (annexe IV).

### 1.1.3 Processus d'établissement des coûts estimatifs de la cessation d'exploitation, énoncé dans les Motifs de décision RH-2-2008, et étapes subséquentes

Dans les Motifs de décision RH-2-2008, l'Office a indiqué que les processus et mécanismes servant à prévoir des fonds pour la cessation d'exploitation devraient être soumis à des examens périodiques (au moins tous les cinq ans) pour vérifier le montant mis de côté. L'Office a ajouté que la présentation de rapports périodiques aux parties prenantes et à lui-même doit faire partie intégrante de tout processus et mécanisme.

En ce qui concerne les coûts estimatifs proprement dits de la cessation d'exploitation, l'Office a ordonné à toutes les sociétés qu'il réglemente (Groupe 1 et Groupe 2) de lui soumettre une estimation préliminaire de leurs futurs frais globaux de cessation d'exploitation. Pour leur simplifier la tâche, l'Office a proposé des hypothèses de référence préliminaires, tel qu'il est mentionné à la section 1.1.1.

D'autre part, l'Office a souligné que les sociétés pourraient déposer des coûts estimatifs de cessation d'exploitation en se fondant sur les hypothèses de référence, ou fournir leurs propres estimations spécifiques à leurs pipelines. Ces estimations spécifiques au pipeline devaient être accompagnées d'un exposé et de preuves étayant toute hypothèse utilisée qui diffère du scénario de référence. Ces estimations seraient soumises à l'approbation de l'Office.

Selon le plan d'action quinquennal, les sociétés étaient tenues de déposer auprès de l'Office les coûts estimatifs préliminaires de cessation d'exploitation au plus tard le 31 mai 2011. En janvier 2011, plusieurs sociétés ont demandé une prorogation de délai. En mars 2011, l'Office a repoussé de six mois la date limite fixée pour déposer les coûts estimatifs, soit au 30 novembre 2011.

Néanmoins, l'Office a exigé que chaque société du Groupe 1 dépose ses hypothèses préliminaires sur les aspects physiques en mai 2011.

En novembre 2011, les sociétés du Groupe 1 ont déposé leurs coûts estimatifs préliminaires de cessation d'exploitation. En tout, 12 des 13 sociétés du Groupe 1 ont déposé des valeurs spécifiques à leurs pipelines. Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) ayant utilisé les hypothèses de référence de l'Office, elle n'a pas besoin de faire approuver ses coûts estimatifs de cessation d'exploitation par ce dernier, conformément aux directives énoncées dans les Motifs de décision RH-2-2008.

Le 1er mai 2012, l'Office a décidé que la partie orale de l'audience, visant à examiner les coûts estimatifs préliminaires de cessation d'exploitation des sociétés du Groupe 1, débuterait le 30 octobre 2012. En conséquence, l'Office a révisé les autres dates d'échéance du plan d'action le 1er juin 2012 (plan d'action révisé, annexe I).

Les sociétés du Groupe 2 ont également dû déposer leurs coûts estimatifs préliminaires de cessation d'exploitation en novembre 2011. Les coûts estimatifs préliminaires de ces dernières n'ont cependant pas été examinés en même temps que ceux des sociétés du Groupe 1.

### 1.1.4 Processus d'audience MH-001-2012

Le 1er février 2012, l'Office a rendu l'ordonnance d'audience MH-001-2012 concernant les coûts estimatifs préliminaire de cessation d'exploitation de toutes les sociétés du Groupe 1 (à l'exception de M&NP). L'ordonnance d'audience comportait également une ébauche de la portée de l'instance. L'Office a mis la touche finale à la portée de l'instance dans sa mise à jour procédurale datée du 1er mai 2012 (la mise à jour procédurale).

Pour faciliter le processus d'audience, l'Office a tenu des séances d'information à l'intention des parties intéressées à y prendre part. Des séances en français et en anglais ont eu lieu le 22 mars 2012, et des séances en anglais seulement ont été organisées le 27 mars et le 26 septembre 2012. Des séances en français seulement ont eu lieu le 24 mai et le 30 août 2012. Ces séances visaient à expliquer le rôle de l'Office à l'audience et la manière de participer au processus.

Le 14 juin 2012, l'Office a décidé que la partie orale de l'audience MH-001-2012 se déroulerait à Calgary. Pour faciliter la participation des intervenants, l'Office a également décidé d'offrir un service de vidéoconférence et de téléconférence ainsi qu'un webinaire.

Des preuves écrites ont été déposées entre autres par l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), la Canadian Association of Energy and Pipeline Landowner Associations (CAEPLA), la Manitoba Pipeline Landowners Association (MPLA), l'Ontario Pipeline Landowners Association (OPLA), la Saskatchewan Association of Pipeline Landowners (SAPL), la South Peace Landowners Association (SPLA), l'Union des producteurs agricoles (UPA) ainsi que par Richard Kraayenbrink et Hellmut Patzelt.

Plusieurs autres personnes sont intervenues ou ont participé en soumettant une lettre de commentaires.

La partie orale de l'audience a débuté à Calgary, en Alberta, le 30 octobre 2012 pour se terminer le 8 novembre 2012.

## 1.2 Motifs de décision MH-001-2012

Les Motifs de décision MH-001-2012 donnent un aperçu des questions examinées par l'Office pour rendre une décision sur les coûts estimatifs de cessation d'exploitation déposés par Alliance, Pipelines Enbridge, Pipelines Enbridge (NW) Inc. (Enbridge NW), Kinder Morgan, Trans Mountain Pipeline ULC au nom de Trans Mountain LP (Trans Mountain), Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills), TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (TransCanada Keystone), TransCanada PipeLines, Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc. (TQM), NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL), Pipelines Trans-Nord Inc. (Trans-Nord) et Westcoast (collectivement, les demandeurs).

Dans la portée de l'instance, l'Office a précisé qu'il évaluerait le caractère raisonnable des coûts estimatifs de chaque demandeur, notamment ce qui suit, sans toutefois s'y limiter :

A. Le caractère raisonnable des hypothèses de chaque demandeur concernant les méthodes de cessation d'exploitation proposées, y compris les facteurs environnementaux (épaisseur de la couverture, affaissement du sol, réhabilitation, croisements ou franchissements, érosion et remise en état) pour chaque catégorie d'utilisation des terres :
    i. utilisation agricole (terres cultivées et non cultivées);
    ii. utilisation non agricole (terres mises en valeur et devant être mises en valeur ou non);
    iii. autre utilisation (zones écosensibles et croisements ou franchissements).

B. L'étendue et la raison d'être de chaque activité de cessation d'exploitation prise en considération afin d'estimer les coûts engagés pour ce qui suit :
    i. nettoyage des installations;
    ii. abandon du pipeline sur place;
    iii. traitement particulier;
    iv. retrait du pipeline;
    v. installations de surface;
    vi. ingénierie et gestion de projet;

C. La méthode d'estimation pour ce qui suit :
    i. impondérables;
    ii. provisions pour les activités après la cessation d'exploitation.

En examinant les coûts estimatifs, l'Office s'est demandé si les données déposées par chaque demandeur étaient raisonnables. Il a également étudié les coûts estimatifs des demandeurs à la lumière des principes et considérations énoncés dans les Motifs de décision RH-2-2008. L'évaluation par l'Office des questions relevées par lui ou par les parties à l'instance est présentée en détail dans la présente décision.

Tel qu'il est mentionné dans les Motifs de décision RH-2-2008, l'Office a précisé que les processus et mécanismes servant à mettre des fonds de côté pour la cessation d'exploitation devraient être soumis à des examens périodiques (au moins tous les cinq ans). Les conclusions de l'Office dans ces motifs de décision sont fondées sur la preuve présentée à cette instance; il s'agit donc des conclusions de l'Office à ce moment-là. Lorsque l'Office conclut que les hypothèses

spécifiques aux pipelines sont raisonnables, cette décision se rapporte et est applicable seulement aux données propres aux demandeurs et aux pipelines à l'étude au cours de l'instance. L'Office prévoit que l'avancement de la recherche, de la technologie et de l'échange d'information ainsi que l'expérience pratique en cessation d'exploitation donneront lieu à des coûts estimatifs de cessation d'exploitation plus précis, ce qui influera vraisemblablement sur les futures initiatives et décisions en la matière.

Pour en arriver à ses conclusions, l'Office a pris en considération l'ensemble de la preuve versée au dossier de l'instance. Les documents de réglementation versés au dossier de l'instance MH-001-2012 sont disponibles dans le site Web de l'Office à www.neb-one.gc.ca. L'annexe VII comprend également des décisions importantes rendues par l'Office au cours de l'audience.

## Chapitre 2

# Désignation de l'utilisation des terres

La désignation de l'utilisation existante et future des terres constitue un facteur important pour déterminer les méthodes physiques de cessation d'exploitation d'un pipeline ou d'une installation, de même que les coûts estimatifs préliminaires. Cette catégorie comprend les fonctions et l'utilisation des terres (zones vulnérables aux perturbations de terrain, pentes, terrains montagneux, parcs, terres cultivées, zones aménagées, etc.).

La lettre du 4 mars 2010 de l'Office renfermait le tableau A-1 qui a été dressé pour aider les sociétés à déterminer la longueur du pipeline et le nombre d'installations dans chaque catégorie d'utilisation des terres et de diamètre de pipeline, afin d'établir les coûts estimatifs préliminaires. Le cadre du tableau A-1 était basé sur la grille de cessation d'exploitation fournie dans le rapport 2006 de l'Association canadienne de pipelines d'énergie (ACPÉ) intitulé *Pipeline Abandonment Assumptions* (le rapport de l'ACPÉ). Le tableau A-1 figure à l'annexe II.

Différents diamètres de pipeline y figurent : petit (de 2 po à 12 po, ou de 60,3 mm à 323,9 mm), moyen (de 14 po à 24 po, ou de 355,6 mm à 610 mm) et grand (>26 po, ou >660 mm). Le tableau A-1 comprend aussi les catégories et sous-catégories d'utilisation des terres suivantes :

- Terres agricoles
  - terres cultivées;
  - terres cultivées avec fonctions spéciales (considérations relatives à la profondeur de la couverture, p. ex., ferme forestière, gazonnière, labourage profond);
  - terres non cultivées (prairie indigène, parcours naturel).
- Terres non agricoles
  - terres mises en valeur (à des fins commerciales, industrielles, résidentielles);
  - mise en valeur éventuelle (à des fins commerciales, industrielles, résidentielles);
  - aucune mise en valeur prévue (p. ex., régions forestières).
- Autres
  - zones écosensibles (parcs, zones humides, aires naturelles, habitat d'espèces en péril, etc.);
  - routes et voies ferrées;
  - franchissements de plans d'eau (cours d'eau, rivières, lacs, canaux);
  - autres croisements (services publics, autres pipelines).

Le présent chapitre porte sur les méthodes employées par les demandeurs pour catégoriser l'utilisation des terres que traversent leurs pipelines. Il aborde également la manière dont les demandeurs ont établi et attribué le nombre de kilomètres (km) de pipeline dans chaque catégorie d'utilisation des terres. Un résumé des données matérielles déposées par les demandeurs est inclus à l'annexe VI.

*Opinions des demandeurs*

**Alliance**

Alliance a affirmé avoir acquis la totalité des données sur ses pipelines pendant la construction de son réseau pipelinier. Les données, qui comprenaient les diamètres des conduites et les limites du pipeline, ont été saisies dans la base de données du Système d'information géographique (SIG). Alliance a dit qu'elle maintient une base de données de représentation qui est mise à jour périodiquement. Afin d'établir ses coûts estimatifs de cessation d'exploitation, Alliance a utilisé sa base de données intégrée pour survoler virtuellement le pipeline et déterminer les types d'utilisation des terres par quart de section pour la totalité de son réseau pipelinier situé en sol canadien. En plus de préciser le type d'utilisation des terres, elle a signalé les zones écosensibles ainsi que la longueur des routes, des voies ferrées et des franchissements de plans d'eau.

Alliance a ajouté que les chiffres contenus dans sa sous-catégorie Mise en valeur éventuelle étaient basés sur sa connaissance du tracé, la proximité du pipeline par rapport aux zones peuplées et une approche généreuse de la croissance éventuelle de ces zones peuplées. Dans cette sous-catégorie, Alliance a fait une distinction entre la mise en valeur éventuelle des terres à des fins résidentielles et leur mise en valeur éventuelle à des fins industrielles. Alliance a avoué avoir eu du mal à prévoir le type de mise en valeur des terres à des fins industrielles; elle a affirmé qu'elle déterminerait la méthode de cessation d'exploitation au moment propice en consultation avec le promoteur.

Alliance a classé les terres dans sa sous-catégorie Aucune mise en valeur prévue en fonction d'images aériennes. Elle a précisé qu'il s'agissait essentiellement de terres forestières non agricoles.

En réponse à une question de la SAPL concernant le classement des prairies indigènes privées dans la sous-catégorie Terres agricole non cultivées, Alliance a expliqué que les prairies indigènes privées s'inscriraient dans cette sous-catégorie. Elle a toutefois précisé que les prairies indigènes pourraient aussi être classées dans la sous-catégorie Zones écosensibles, selon l'affectation des terres.

**Pipelines Enbridge et Pipelines Enbridge (NW) (Enbridge)**

Enbridge a élaboré des définitions pour chaque catégorie d'utilisation des terres en s'inspirant de celles qui figurent dans le rapport de l'ACPÉ. Les définitions ont ensuite été saisies dans le SIG d'Enbridge. Les données de chaque province et territoire ont été acquises puis affectées à une catégorie d'utilisation des terres pour pouvoir calculer le nombre de kilomètres du réseau pipelinier correspondant à chaque utilisation des terres.

Pour la sous-catégorie Mise en valeur éventuelle, Enbridge s'est servie des données de l'Inventaire des terres du Canada et elle a présumé que les limites actuelles des villes et villages correspondraient aux zones visées par une mise en valeur éventuelle.

**Kinder Morgan**

Kinder Morgan a mené une étude sur l'utilisation des terres qui a fourni une partie des données nécessaires à l'établissement des coûts estimatifs préliminaires de cessation d'exploitation. Cette étude lui a permis 1) d'obtenir des données sur l'utilisation des terres; 2) d'examiner les documents de planification disponibles sur l'utilisation des terres traversées par ses pipelines; 3)

de repérer les endroits où l'enlèvement des conduites est recommandé en raison d'un changement prévisible de vocation des terres; 4) de calculer la longueur totale des conduites pour lesquelles l'enlèvement est recommandé, et 5) d'examiner les besoins en servitude en prévision d'une cessation d'exploitation.

Kinder Morgan a modifié le tableau A-1 pour mieux refléter, selon elle, la manière dont elle a collecté et catégorisé l'information sur l'utilisation des terres et d'autres données. Essentiellement, elle a déplacé la sous-catégorie Zones écosensibles dans la catégorie Autres zones, et placé les routes, voies ferrées et services publics dans des sous-catégories distinctes à l'intérieur d'une nouvelle catégorie intitulée Routes, voies ferrées et croisements de services publics; elle a aussi remplacé la sous-catégorie Franchissements de plans d'eau par Franchissements de cours d'eau, elle-même divisée en sous-catégories pour les rivières, les ruisseaux et les zones humides. Enfin, elle a déplacé la catégorie Installations en surface pour en faire non plus une colonne, mais une ligne en la renommant Installations et en ajoutant de nouvelles sous-catégories pour les terminaux, stations de pompage et vannes de sectionnement.

**Trans Mountain**

Trans Mountain a recueilli des données sur l'utilisation des terres en puisant dans ses ressources internes et en faisant appel à des consultants externes. La société TERA Environmental Consultants a été mandatée pour mener une étude sur l'utilisation des terres (l'étude TERA), alors qu'OSD Pipelines a été mandatée pour mener une étude sur les routes, les voies ferrées et les croisements de services publics. Les deux firmes ont utilisé tant les données du SIG de Trans Mountain que d'autres sources de données (gouvernements, Google Earth, etc.). L'étude TERA incluait la collecte de données sur les franchissements de cours d'eau et les fonctions spéciales des terres.

Trans Mountain a modifié le tableau A-1 pour mieux refléter la manière dont elle a collecté et catégorisé l'information sur l'utilisation des terres et d'autres données. Essentiellement, elle a ajouté une sous-catégorie Mise en valeur éventuelle à la catégorie Terres agricoles; elle a déplacé la sous-catégorie Zones écosensibles dans la catégorie Autres zones; elle a regroupé les sous-catégories Routes, voies ferrées et services publics; elle a fait de la sous-catégorie Franchissements de plans d'eau une catégorie, et elle a ajouté de nouvelles sous-catégories pour les rivières, les ruisseaux et les zones humides. Enfin, elle a déplacé la catégorie Installations en surface pour en faire non plus une colonne, mais une ligne en la renommant Installations, et elle a ajouté de nouvelles sous-catégories pour les terminaux, stations de pompage et vannes de sectionnement.

**TransCanada PipeLines, Foothills, NGTL, TQM, TransCanada Keystone (TransCanada)**

TransCanada a analysé l'utilisation des terres le long de son réseau pipelinier pour les catégoriser et déterminer la longueur des conduites dans chaque catégorie d'utilisation. Elle a utilisé les données sur l'emplacement de ses installations à partir de sa propre base de données Orion de même que les données provenant de GéoBase20, une initiative gouvernementale administrée par le Conseil canadien de géomatique. Les catégories d'utilisation des terres issues des bases Orion et GéoBase ont été appliquées et un examen documentaire a par la suite été effectué pour délimiter encore davantage les catégories d'utilisation des terres.

TransCanada a dit que ses catégories d'utilisation des terres différaient quelque peu de celles qui figurent dans la grille du rapport de l'ACPÉ. Elle a créé une sous-catégorie distincte intitulée

Croisements de routes publiques en gravier, présumant que dans ce cas, les pipelines de moins de 12 po de diamètre seraient laissés sur place sans remblayage.

**Trans-Nord**

Trans-Nord a constitué un comité d'experts en la matière qui connaît le tracé de son pipeline de même que l'utilisation et la nature des terres. Le comité d'experts a examiné des plans de pose photographiques, des images satellite de Google Earth et des images de Street View. Trans-Nord a également consigné les fonctions et l'utilisation des terres (terres à vocation urbaine, terres agricoles cultivées et non cultivées, terres forestières et arbustaies).

Selon Trans-Nord, la sous-catégorie Mise en valeur éventuelle comprend les terres en zones urbaines assujetties au remblayage et les zones ayant déjà fait l'objet d'une expansion et qui s'éloignent du cœur des villes. Trans-Nord a inclus les zones forestières, les zones écosensibles, les zones humides, les parcs et les corridors de services publics dans la sous-catégorie Aucune mise en valeur prévue.

**Westcoast**

Westcoast a affirmé avoir utilisé un SIG incorporant la photographie aérienne pour visualiser et mesurer son réseau pipelinier. Le SIG a servi à calculer la longueur des pipelines dans chaque catégorie d'utilisation des terres.

Westcoast a employé les catégories d'utilisation des terres indiquées au tableau A-1, à l'exception de la catégorie Zones écosensibles. Elle a inclus ces dernières dans ses catégories Terres agricoles et Terres non agricoles. Westcoast a dit avoir fourni le nombre de croisements par type plutôt que par longueur. Selon elle, cette approche constitue une base plus appropriée pour estimer les coûts de cessation d'exploitation liés aux croisements. Westcoast a ajouté qu'elle n'a pas fourni de ventilation des croisements par diamètre de conduite étant donné qu'elle propose une méthode de cessation d'exploitation semblable pour les croisements, indépendamment du diamètre de conduite.

Au cours d'un examen détaillé de son pipeline et des localités longeant son tracé, Westcoast a identifié des zones correspondant à la sous-catégorie Mise en valeur éventuelle. Elle a tenu compte de plusieurs facteurs, dont la propriété, l'utilisation actuelle des terres, les habitations existantes et les schémas de croissance, pour déterminer si une zone devait être incluse en vue d'une éventuelle mise en valeur à des fins résidentielles, commerciales ou industrielles. Les obstacles naturels comme les franchissements de cours d'eau et les terrains escarpés, ainsi que la présence d'autres services publics comme des voies ferrées ou des lignes électriques aériennes à haute tension ont également été pris en compte pour définir les limites des zones susceptibles d'être mises en valeur. Westcoast a dit avoir utilisé une approche prudente en affectant des sections de pipeline à la sous-catégorie Mise en valeur éventuelle afin de ne pas sous-évaluer l'estimation du retrait de pipelines.

***Opinions des intervenants***

La CAEPLA et la SAPL ont fait valoir que les pâturages privés pourraient être cultivés à tout moment, de sorte qu'il ne faudrait pas faire de distinction entre les terres cultivées et non cultivées dans la catégorie Terres agricoles. La SAPL a expliqué que les terres non cultivées actuellement pourraient être cultivées par les propriétaires fonciers dans le futur et que nous traversons actuellement une période de transition vers une intensification de la culture de ces terres.

***Opinion de l'Office***

L'Office a évalué le caractère raisonnable des méthodes utilisées par les demandeurs pour assigner le nombre de kilomètres de pipeline à chacune des catégories d'utilisation des terres. Il a également examiné le caractère raisonnable des catégories d'utilisation des terres des demandeurs. En outre, l'Office a comparé les désignations d'utilisation des terres choisies par les demandeurs avec celles qui figurent dans le tableau A-1 de sa lettre du 4 mars 2010. Là où les demandeurs ont utilisé une méthode différente, l'Office a évalué le caractère raisonnable des motifs justifiant leur choix.

Pour ce qui est des méthodes employées pour assigner le nombre de kilomètres de pipeline à chacune des catégories d'utilisation des terres, l'Office reconnaît qu'elles reposent sur l'état des connaissances actuelles et sur les bases de données que possèdent les demandeurs sur leurs propres réseaux pipeliniers. L'Office estime que les demandeurs ont justifié les méthodes utilisées, qu'il juge raisonnables.

En ce qui a trait à la désignation des catégories d'utilisation des terres, l'Office constate que les demandeurs ont utilisé des approches différentes. Ainsi, certains demandeurs comme Enbridge ont utilisé les catégories du tableau A-1 annexé à la lettre du 4 mars 2010 de l'Office. Par contre, d'autres ont modifié les catégories du tableau A-1 sur la base des résultats d'études menées sur l'utilisation des terres spécifiques aux pipelines ou encore la méthode de cessation d'exploitation proposée pour une catégorie ou une sous-catégorie en particulier. L'Office est d'avis qu'à cet égard, les demandeurs sont ceux qui sont le mieux placés pour catégoriser l'utilisation qui est faite des terres le long de leurs réseaux pipeliniers. L'Office juge donc raisonnable la désignation des catégories d'utilisation des terres de tous les demandeurs. Il commentera plus loin les approches de certains demandeurs.

L'Office constate qu'Alliance a divisé Mise en valeur éventuelle à des fins résidentielles et Mise en valeur éventuelle à des fins industrielles en différentes sous-catégories. L'Office estime cette approche raisonnable. Son opinion concernant les hypothèses proposées par Alliance pour la méthode de cessation d'exploitation est exprimée en détail au chapitre 3.

L'Office remarque que Trans-Nord a inclus les zones écosensibles dans la sous-catégorie Aucune mise en valeur prévue. Par ailleurs, Westcoast a inclus les zones écosensibles dans les catégories Terres agricoles et Terres non agricoles. L'Office estime ces approches raisonnables, pour autant que les zones écosensibles soient prises en compte dans l'analyse de l'utilisation des terres, et que les coûts associés à une méthode appropriée de cessation d'exploitation soient affectés à cette catégorie. Comme Trans-

Nord et Westcoast ont tenu compte des zones écosensibles et qu'elles ont affecté les coûts à chaque catégorie de manière appropriée, l'Office accepte leurs modifications.

L'Office note que TransCanada a créé une sous-catégorie distincte intitulée Croisements de routes publiques en gravier. Les croisements de chemins privés entrent également dans les coûts estimatifs de TransCanada. L'Office accepte les motifs invoqués par TransCanada pour justifier la sous-catégorie distincte et il considère la modification acceptable.

L'Office a examiné les opinions exprimées par les intervenants concernant l'usage des terres agricoles cultivées par rapport aux terres agricoles non cultivées L'Office souligne en particulier l'avis de la CAEPLA et la SAPL, selon lequel les pâturages privés pourraient être cultivés à tout moment et qu'il ne devrait donc pas y avoir de distinction entre terres agricoles cultivées et terres agricoles non cultivées. L'Office accepte l'idée que certains pâturages privés, qu'ils soient ou non cultivés, pourraient être cultivés plus tard. L'Office estime que les changements d'utilisation des terres dans les sous-catégorie Terres agricoles cultivées et Terres agricoles non cultivées dépendront vraisemblablement de facteurs économiques.

L'Office félicite Kinder Morgan et Trans Mountain d'avoir mené des études approfondies sur l'utilisation des terres spécifiques aux pipelines afin de déterminer les catégories applicables. À son avis, un plus grand nombre d'études du genre aiderait les demandeurs à désigner avec plus de transparence l'utilisation qui est faite des terres. Il encourage tous les demandeurs à effectuer des études spécifiques aux pipelines sur l'utilisation des terres.

L'Office est d'avis que les catégories d'utilisation des terres continueront de s'affiner à mesure que de nouvelles données deviendront disponibles. Il accepte les méthodes de tous les demandeurs pour la désignation de l'utilisation des terres, mais il ajoute que leurs coûts estimatifs seront révisés périodiquement (au moins tous les cinq ans). Il invite les demandeurs à collaborer et, dans la mesure du possible, à uniformiser les catégories d'utilisation des terres en consultation avec les propriétaires fonciers, les planificateurs régionaux et municipaux, ou à mener des études spécifiques aux pipelines sur l'utilisation des terres. Lorsque cela est possible, l'uniformité entre les sociétés aiderait toutes les parties et l'Office.

## Chapitre 3

# Hypothèses sur la méthode de cessation d'exploitation – Aspect physique

Une des principales hypothèses formulées par les demandeurs pour les coûts estimatifs préliminaires est la méthode de cessation d'exploitation proposée, qui peut varier selon la catégorie d'utilisation des terres.

Le tableau A-2 (annexe III) de la lettre de l'Office datée du 4 mars 2010 présente également les hypothèses de référence sur la méthode de cessation d'exploitation pour chacune des catégories d'utilisation des terres. Les hypothèses sur la cessation d'exploitation comprennent l'abandon sur place, l'abandon sur place avec traitement particulier et le retrait. Dans sa lettre du 4 mars 2010, l'Office soulignait qu'aux fins de l'estimation des coûts pour les sous-catégories « Terres agricoles – Culture », « Terres agricoles – Terres non cultivées » et « Terres non agricoles – Aucune mise en valeur prévue », l'hypothèse de référence suppose que 80 % des pipelines sont laissés sur place et 20 % sont retirés dans les trois sous-catégories.

Dans les Motifs de décision RH-2-2008, l'Office a indiqué que les sociétés devraient utiliser les hypothèses de référence si elles n'étaient pas en mesure de déterminer des hypothèses spécifiques au pipeline raisonnables pour calculer leurs coûts estimatifs préliminaires. L'Office a ajouté que les sociétés pipelinières seraient tenues de justifier devant l'Office les hypothèses utilisées pour calculer les estimations propres au pipeline si elles divergeaient des hypothèses de référence de l'Office.

Le présent chapitre porte sur l'examen par l'Office des hypothèses sur la méthode de cessation d'exploitation proposée par chacun des demandeurs, selon le diamètre de pipeline et chacune des catégories d'utilisation des terres (les catégories d'utilisation des terres sont décrites plus en détail au chapitre 2), et l'examen des commentaires exprimés à ce sujet par tous les intervenants. Le présent chapitre s'intéresse également à certaines considérations environnementales, comme l'épaisseur de la couverture, la subsidence du sol, la remise en état, les croisements, l'érosion et la restauration, évoquées lors de l'instance MH-001-2012, étant donné que ces considérations concernent la méthode de cessation d'exploitation proposée par les demandeurs.

### *Opinions des demandeurs*

Chaque demandeur a déposé sa propre version du tableau A-2 qui suit le scénario de référence ou qui a été modifié pour tenir compte des hypothèses spécifiques au demandeur. On trouvera à l'annexe VI un résumé des hypothèses relatives à l'aspect physique de chaque demandeur.

#### Alliance

Alliance a indiqué que les conduites enfouies, le cas échéant, seraient laissées sur place d'une façon respectueuse de l'environnement. Elle n'a pas supposé le retrait des conduites enfouies, le cas échéant, dans les sous-catégories d'utilisation « Terres agricoles cultivées », « Terres agricoles non cultivées » et « Terres non agricoles – Aucune mise en valeur prévue ».

Alliance a dit qu'elle n'envisagerait le retrait du pipeline qu'exceptionnellement, par exemple là où il est raisonnable de présumer un développement résidentiel dans un avenir prévisible. Pour le développement industriel, Alliance a indiqué que la décision de retirer ou non le pipeline serait prise en consultation avec le promoteur.

Alliance a dit que dans certains cas particuliers, comme un croisement de route ou de voie ferrée, elle laisserait probablement le pipeline sur place avec traitement particulier.

Alliance a indiqué que les futurs plans de mise en valeur comporteraient le retrait des installations en surface, comme les stations de comptage, les stations de compression et les sites de vannes.

Alliance a affirmé que le retrait à grande échelle des conduites enfouies serait prohibitif et que l'abandon sur place des conduites aurait des effets perturbateurs sur l'environnement bien moins graves pour les propriétaires fonciers et d'autres parties prenantes.

Alliance a précisé que les risques liés à l'abandon du pipeline sur place sont minimes. Concernant les accords de servitude, elle a dit avoir tenu compte des dispositions sur les droits fonciers énoncées dans ses accords d'emprise et de servitude pour établir la proportion des pipelines à retirer. Alliance a fait remarquer que ces accords ne nécessitent pas le retrait du pipeline et qu'ils n'interdisent d'aucune manière l'abandon sur place.

Alliance a également souligné que ses coûts estimatifs préliminaires de cessation d'exploitation concordent avec l'analyse et les recommandations du rapport de l'ACPÉ. Alliance a indiqué que les coûts de retrait découlant des évaluations spécifiques aux sites n'avaient pas été expressément pris en compte dans ses estimations de coûts, car ce qui pourrait ou non se produire dans l'avenir est pure hypothèse. Alliance a fait remarquer que les coûts de retrait imputables aux activités propres aux sites seraient financés à même son fonds de prévoyance. Alliance a souligné qu'elle aurait la possibilité de réexaminer ses coûts estimatifs dans moins de cinq ans.

Alliance a inclus dans sa preuve un sondage mené par l'ACPÉ auprès des propriétaires fonciers révélant que 49,7 % d'entre eux entretenaient des craintes face à l'abandon du pipeline dans le sol. Alliance a toutefois indiqué s'être inspirée de son propre sondage auprès des propriétaires fonciers en préparant ses coûts estimatifs. Le sondage d'Alliance a montré que sur les 170 propriétaires fonciers sondés, 38 % d'entre eux n'avaient aucune crainte face à l'abandon du pipeline sur place, 15 % préféraient laisser le pipeline dans le sol, 8 % souhaitaient le retrait du pipeline, le reste des propriétaires fonciers ayant refusé de participer au sondage. Alliance a dit qu'elle avait un plan de sensibilisation du public exhaustif qui suit une approche fondée sur le cycle de vie tout au long des étapes de la construction, de l'exploitation et de la cessation d'exploitation de pipelines, et qui prévoit la participation du public.

**Enbridge**

Pipelines Enbridge a supposé l'abandon sur place du pipeline dans les sous-catégories d'utilisation des terres « Terres agricoles cultivées » et « Terres agricoles non cultivées ». Elle a supposé le retrait du pipeline dans la sous-catégorie « Terres agricoles – Culture et fonctions spéciales ».

Pour les pipelines de la sous-catégorie « Terres non agricoles », Pipelines Enbridge a supposé l'abandon sur place du pipeline dans les sous-catégories « Terres mises en valeur » et « Aucune

mise en valeur prévue », et le retrait du pipeline dans la sous-catégorie « Mise en valeur éventuelle ».

Dans son tableau A-2, Enbridge (NW) a présumé l'abandon sur place dans la sous-catégorie des zones écosensibles.

Enbridge a supposé que 25 % des croisements de routes ordinaires (routes de gravier à deux voies, chemins de terre, ruelles) et 100 % des croisements de routes (asphaltées à deux ou quatre voies) et de voies ferrées seraient coupés, bouchés puis remplis (abandon sur place avec traitement particulier). Enbridge a indiqué que tous les croisements de services seraient situés à l'intérieur de l'emprise de la réserve routière. En conséquence, elle a inséré les croisements de services dans la sous-catégorie « Routes et voies ferrées ». Enbridge a également supposé que tous les franchissements de rivières et de ruisseaux seraient coupés puis bouchés sans remplissage (abandon sur place).

Enbridge a dit avoir estimé les coûts de cessation d'exploitation en supposant que 0 % du pipeline serait retiré (sauf dans les cas de mise en valeur éventuelle), mais elle a inclus les coûts de la surveillance à perpétuité. La surveillance comprendrait les activités de remise en état requises à la suite d'événements survenus après la cessation d'exploitation.

Enbridge a suivi le rapport de l'ACPÉ pour déterminer ses méthodes de cessation d'exploitation pour toutes les catégories d'utilisation des terres. Elle a indiqué que si elle a suivi la grille de l'ACPÉ pour la cessation d'exploitation de pipeline dans la sous-catégorie « Terres agricoles cultivées », c'était essentiellement pour éviter autant que possible toute perturbation des propriétaires fonciers et de l'environnement.

Enbridge a souligné qu'avec la mise en œuvre de mesures de gestion de l'environnement appropriées, les effets à long terme de l'abandon sur place et du retrait ne divergeront pas de façon significative, auquel cas elel a estimé que la priorité serait de réduire au minimum les effets à court terme.

Enbridge a justifié les hypothèses sur lesquelles reposent ses coûts estimatifs en reprenant des passages du rapport de l'ACPÉ, selon lequel la subsidence est réputée dépendre en grande partie du diamètre du pipeline, de l'épaisseur de la couverture et des conditions pédologiques locales. Enbridge a dit que, selon le rapport de l'ACPÉ, si les pipelines de plus grand diamètre donnaient lieu à une forme quelconque de subsidence, celle-ci serait probablement assez minime pour que le phénomène se cantonne dans le domaine du tolérable. Enbridge a précisé que les conditions propres au site au moment de la cessation d'exploitation seraient un facteur important pour déterminer le domaine du tolérable. Enbridge a ajouté que la tolérabilité de la subsidence serait définie par quiconque utiliserait le terrain dans l'avenir.

Enbridge a dit que la catégorie de coûts 5a (retrait du pipeline) serait utilisée pour le retrait du pipeline dans l'éventualité où des problèmes propres au site surviendraient au moment de la cessation d'exploitation et elle reconnu que la réserve faite pour cette catégorie de coûts est de moindre pourcentage. Enbridge a dit que cette catégorie de coûts proposée comprenait également une provision pour retrait du pipeline dans la sous-catégorie « Terres non agricoles – Mise en valeur éventuelle ».

Enbridge a indiqué avoir mené deux séances de consultation (l'une à Edmonton, en Alberta, l'autre à Montréal, au Québec) à l'intention des propriétaires fonciers, des associations de propriétaires fonciers et des représentants de gouvernements concernant les méthodes de

cessation d'exploitation. Enbridge a affirmé avoir tenu compte des commentaires reçus lors des consultations pour élaborer ses coûts estimatifs préliminaires. Enbridge a reconnu que certains propriétaires fonciers participant aux consultations désapprouvaient la méthode d'abandon sur place proposée par Enbridge. À l'exemple d'Alliance, Enbridge a également inclus dans sa preuve un sondage mené par l'ACPÉ auprès des propriétaires fonciers révélant que 49,7 % des sondés entretenaient des craintes face aux pipelines laissés dans le sol.

Enbridge a soutenu qu'au moment de la cessation d'exploitation il y aura des évaluations spécifiques au site ainsi que des consultations auprès des propriétaires fonciers. Elle a précisé qu'au même moment elle pourra s'occuper de problèmes spécifiques au site, comme les entraves à l'irrigation et au drainage souterrain.

Enbridge a dit qu'il y a actuellement peu d'études scientifiques et que la cessation d'exploitation de pipeline à grande échelle accuse un manque d'expérience pratique. Enbridge a indiqué être déterminée à poursuivre la recherche scientifique dans le cadre du 4$^{e}$ volet de l'ICQF et d'autres études. Elle a dit qu'elle mettra dorénavant à jour ses coûts estimatifs pour tenir compte des nouvelles connaissances techniques et incorporer la mise en œuvre des pratiques exemplaires de l'industrie. Comme suite aux préoccupations soulevées par les propriétaires fonciers concernant l'absence d'aide financière aux participants pour leur participation aux processus, comme la présente audience, Enbridge a dit que l'ACPÉ a engagé des fonds pour démarrer une fondation. Un des buts de cette fondation sera de s'assurer d'une plus grande ouverture à l'égard des parties prenantes et des propriétaires fonciers.

Enbridge a indiqué que plusieurs programmes sont en place pour résoudre le problème des sites potentiellement contaminés. Elle a précisé que les évaluations propres au site effectuées au moment de la cessation d'exploitation permettront de repérer les sites contaminés qui auraient pu passer inaperçus en cours d'exploitation. Enbridge a ajouté que les évaluations propres aux sites veilleraient également à ce que ces sites soient conformes à la réglementation et n'aient aucun effet négatif sur l'environnement ou la santé humaine au moment de la cessation d'exploitation.

**Kinder Morgan**

Kinder Morgan n'a pas supposé le retrait du pipeline dans les sous-catégories d'utilisation des terres « Terres agricoles cultivées », « Terres agricoles non cultivées », « Terres non agricoles mises en valeur » et « Terres non agricoles – Aucune mise en valeur prévue ». Kinder Morgan a indiqué que son pipeline ne traverse aucun secteur susceptible de faire l'objet d'une éventuelle mise en valeur, ni aucun secteur qui justifie un examen particulier en vue d'un retrait du pipeline.

Kinder Morgan a souligné que ses coûts estimatifs initiaux reposaient sur les recommandations du rapport de l'ACPÉ préconisant l'abandon sur place des conduites de petit diamètre. Elle a indiqué n'avoir vu aucun obstacle réel à l'agriculture résultant de son exploitation actuelle et qu'en conséquence elle ne voyait pas pourquoi elle rencontrerait des obstacles à l'utilisation des terres dans un avenir prévisible.

Kinder Morgan a supposé que 5 % des franchissements de cours d'eau devraient être coupés, bouchés puis remplis. Elle a dit qu'elle n'envisageait pas de traitement particulier pour les routes, les voies ferrées et les autres croisements (services). Selon elle, cette approche concorde avec le rapport de l'ACPÉ et le document de travail de 1996 sur la cessation d'exploitation des pipelines

intitulé *Industry Discussion Paper on Pipeline Abandonment*,[1] qui indiquait que la subsidence du sol dans le cas des pipelines de 12 po de diamètre et moins serait négligeable.

Kinder Morgan a également supposé le retrait de toutes les stations de pompage en surface et de toutes les vannes de sectionnement enfouies.

Kinder Morgan a indiqué qu'elle ne connaissait pas pour le moment d'endroits traversés par son pipeline qui pourraient nécessiter des considérations propres au site. Elle utiliserait les fonds de réserve pour couvrir tout problème propre au site susceptible de survenir au moment de la cessation d'exploitation. Kinder Morgan a toutefois précisé que le fonds de réserve ne comporte pas de fonds supplémentaires pour couvrir d'éventuels coûts de retrait.

**Trans Mountain**

Trans Mountain a dit que ses principales dérogations par rapport aux hypothèses de base sont : aucun retrait du pipeline prévu dans les sous-catégories « Terres agricoles cultivées », « Terres agricoles non cultivées » et « Terres non agricoles – Aucune mise en valeur prévue ». L'ajout d'une catégorie « Autres caractéristiques du paysage » prévoyant un certain degré de retrait du pipeline a été planifié; cela inclut les sous-catégories « Endroits à risque élevé », « Franchissements de rivière spéciaux », « Zones de récolte du bois » et « Zones écosensibles »; le traitement particulier du pipeline dans la sous-catégorie « Terres non agricoles mises en valeur » et le traitement particulier du pipeline à certains franchissements de cours d'eau.

Trans Mountain a dit qu'elle avait pour principe de base de laisser les pipelines sur place à moins d'une raison impérieuse de le retirer (c.-à-d. à moins que les avantages du retrait l'emportent sur ceux de l'abandon sur place). Trans Mountain a également estimé qu'il n'y a pas de raison impérieuse pour justifier le retrait du pipeline si ce n'est pour un petit pourcentage des terres traversées par son pipeline.

Trans Mountain a supposé que 116 installations (y compris les gares et les vannes de sectionnement éloignées et leur infrastructure) seraient démolies et enlevées.

Trans Mountain a indiqué que son évaluation initiale repose sur les recommandations du rapport de l'ACPÉ. Selon elle, ce document est l'étude la plus complète qui ait été faite sur la cessation d'exploitation des pipelines. Trans Mountain a ajouté que l'étude TERA a identifié les « Endroits à risque élevé », les « Franchissements de rivière spéciaux » et les « Zones de récolte du bois » où elle recommandait d'autres retraits de conduites. Trans Mountain a supposé un retrait de 4,7 km de pipeline à ces endroits.

Trans Mountain a inclus dans sa preuve un sondage mené par l'ACPÉ auprès des propriétaires fonciers révélant que 49,7 % d'entre eux entretenaient des craintes face à l'abandon du pipeline dans le sol. En ce qui concerne les accords de servitude, Trans Mountain a indiqué avoir tenu compte des conditions qu'ils renferment dans la préparation de ses estimations.

Selon Trans Mountain, la quantité de pipeline à enlever recommandée par les évaluations propres aux sites effectuées au moment de la cessation d'exploitation est très faible; la société a précisé qu'elle pourrait puiser un petit peu dans sa réserve pour parer à ces imprévus. Trans Mountain a ajouté que les fonds réservés à d'autres secteurs (par exemple les croisements de route et les

[1] Produit pour le compte du Comité directeur sur la cessation d'exploitation des pipelines (constitué de représentants de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, de l'Association canadienne des pipelines de ressources énergétiques, de l'Alberta Energy and Utilities Board [devenu depuis l'Alberta Utilities Commission] et de l'Office national de l'énergie).

zones écologiquement vulnérables) pourraient servir dans les cas où la méthode de traitement au moment de la cessation d'exploitation a été réputée différente de la méthode présumée. Trans Mountain a fait remarquer que les principes guidant l'usage des fonds de réserve n'incluent pas le financement des changements de grande envergure.

**TransCanada**

TransCanada a estimé que la méthode de cessation d'exploitation la plus appropriée dans les sous-catégories « Terres agricoles cultivées » et « Terres agricoles non cultivées » est l'abandon du pipeline sur place. Elle a fait valoir que le retrait du pipeline soulève des craintes pour la sécurité plus grandes que l'abandon sur place. TransCanada a ajouté que le retrait du pipeline aurait pour effet de perturber les activités culturales pendant longtemps.

TransCanada a supposé le retrait du pipeline dans les zones agricoles cultivées avec fonctions spéciales. Elle est donc en faveur de l'hypothèse de référence pour la sous-catégorie « Terres agricoles – Culture et fonctions spéciales ».

TransCanada a dit prendre pour hypothèse l'abandon du pipeline sur place pour la sous-catégorie « Terres non agricoles – Aucune mise en valeur prévue ». TransCanada a indiqué que l'analyse de risque pour cette sous-catégorie est semblable à celle qui est appliquée aux zones agricoles non cultivées. Sur la base de cette analyse, TransCanada a conclu que l'abandon du pipeline sur place est la méthode de cessation d'exploitation la plus appropriée. Elle a affirmé ne connaître aucune preuve justifiant le retrait du pipeline dans les zones où aucune mise en valeur n'est prévue.

TransCanada a supposé l'abandon sur place avec traitement particulier des conduites situées aux croisements de routes asphaltées publiques et de voies ferrées, comme le propose le scénario de référence. Elle a toutefois précisé que les pipelines de 12 po de diamètre ou moins aux croisements de routes de gravier n'auront pas besoin d'être remplis de béton pour en maintenir l'intégrité structurale. En conséquence, TransCanada a supposé l'abandon sur place sans remplissage des pipelines situés à ces croisements.

TransCanada a prévu laisser sur place toutes les conduites situées aux croisements de services. Elle n'a pas proposé de traitement particulier à ces endroits. TransCanada a fait valoir que le remplissage des pipelines de diamètre moyen et grand avec du béton pourrait porter atteinte à la stabilité des installations de services, car la plupart du temps ces installations se trouvent en dessous de ses pipelines. TransCanada a ajouté qu'une éventuelle subsidence du sol à long terme, combinée à l'abandon sur place du pipeline, ne créerait probablement pas de risques pour l'installation de services croisée. En ce qui concerne les franchissements de cours d'eau, TransCanada a prévu laisser le pipeline sur place et le segmenter aux endroits appropriés en le coupant puis en le bouchant pour prévenir le renardage. TransCanada a dit qu'elle ne prévoyait pas remplir le pipeline d'une substance quelconque à ces franchissements.

TransCanada a supposé le retrait de toutes les installations en surface. Elle a proposé une grille pour déterminer les méthodes de cessation d'exploitation qui diffère légèrement de celle qui est proposée dans le rapport de l'ACPÉ. TransCanada a modifié les hypothèses relatives aux croisements de routes en gravier publiques, aux franchissements de cours d'eau et aux croisements de services.

TransCanada a tenu une séance de consultation sur les méthodes de cessation d'exploitation, qui a eu lieu à Calgary et s'adressait aux associations de propriétaires fonciers, aux groupes

autochtones, aux municipalités, au gouvernement de l'Alberta, à l'ACPP, aux membres de Synergy Alberta et à d'autres propriétaires fonciers non regroupés. TransCanada a dit que la consultation visait notamment à obtenir les commentaires clés des parties prenantes pour les examiner et les incorporer dans ses coûts estimatifs de cessation d'exploitation.

TransCanada a dit que les accords de servitude ou bien sont muets en ce qui concerne la cessation d'exploitation, ou bien ont une disposition qui prévoit que TransCanada peut choisir entre l'abandon du pipeline sur place et le retrait du pipeline. TransCanada a indiqué qu'elle n'a pas tenu compte des conditions des accords en préparant les proportions proposées de retrait.

TransCanada a dit qu'elle n'a pas mis de fonds de prévoyance expressément en réserve pour faire face à d'éventuels changements à la portée, pour le cas où des évaluations spécifiques aux sites au moment de la cessation d'exploitation donneraient à penser qu'il y aura un changement dans la méthode utilisée. TransCanada a ajouté que ses coûts estimatifs seraient affinés dans l'avenir et tiendraient compte des enseignements tirés des évaluations spécifiques aux sites.

En ce qui concerne la question du potentiel de contamination, TransCanada a indiqué qu'on ne sait pas dans quelle mesure les biphényles polychlorés (BPC) sont présents dans le vieil asphalte ou dans les revêtements de type goudron de houille appliqués sur les pipelines. Il se pourrait, selon elle, qu'il y ait dans les pipelines des BPC provenant de l'huile des compresseurs qui traverse les joints d'étanchéité installés sur ces derniers. TransCanada a d'autre part indiqué que l'amiante était utilisé occasionnellement pour renforcer les enduits bitumineux comme le goudron de houille.

**Trans-Nord**

Trans-Nord a supposé que les pipelines des sous-catégories « Terres agricoles cultivées » et « Terres agricoles non cultivées » seraient entièrement laissés sur place. Elle a supposé que dans les zones non agricoles les pipelines seraient laissés sur place, à l'exception de ceux de la sous-catégorie « Mise en valeur éventuelle » dont l'épaisseur de couverture est inférieure à un mètre, qui seraient enlevés.

Trans-Nord a supposé essentiellement l'abandon sur place, car une grande partie de son réseau se situe dans des zones urbaines densément peuplées à l'intérieur de couloirs de services publics ayant une épaisseur de couverture de plus d'un mètre. Trans-Nord a fait remarquer que le rapport de l'ACPÉ recommandait que les pipelines situés dans les zones agricoles (cultivées et non cultivées), les zones agricoles et les zones mises en valeur, soient laissés sur place, étant donné que leur retrait aurait une incidence plus grande sur l'environnement que leur abandon sur place.

Trans-Nord a dit qu'elle ne supposait pas de traitement particulier pour les croisements de routes situés dans des zones agricoles (cultivées et non cultivées) et dans des zones où aucune mise en valeur n'est prévue. Trans-Nord a indiqué qu'environ 80 % de ses pipelines dans ces zones sont de petit diamètre et que les problèmes de subsidence liés aux pipelines de petit diamètre étaient négligeables.

En ce qui a trait aux croisements de routes là où il y a mise en valeur des terres, Trans-Nord a supposé qu'une partie des croisements seraient laissés sur place avec traitement particulier. Le reste des croisements serait laissé sur place sans traitement particulier, car l'accès aux pipelines aux croisements de routes en zones urbaines densément peuplées ou aux couloirs de services publics pour leur appliquer un traitement particulier ne serait ni pratique ni justifié. Trans-Nord a

indiqué que toutes les installations en surface, y compris les stations de pompage et de comptage, seraient enlevées.

En ce qui concerne la question d'une éventuelle contamination, Trans-Nord a dit qu'elle utilisait actuellement une technologie de détection de fuites et qu'elle n'avait pas encore étudié l'application de cette technologie à l'ensemble de son réseau.

Trans-Nord a indiqué avoir examiné divers accords types de servitude et déterminé que les accords autorisent l'abandon sur place. Trans-Nord a ajouté qu'elle a tenu compte des conditions de ces accords aux fins de l'estimation des coûts.

Trans-Nord a expliqué que ses coûts estimatifs sont basés sur des données qui lui sont spécifiques et sur les données les plus à jour concernant la cessation d'exploitation. Elle a ajouté qu'elle était déterminée à poursuivre les processus des 3$^{e}$ et 4$^{e}$ volets de l'ICQF et que ses coûts estimatifs seraient réexaminés périodiquement.

**Westcoast**

Westcoast a supposé l'abandon sur place pour la majeure partie de son pipeline. Elle a supposé le retrait de tronçons de pipeline là où l'emprise peut être assujettie à des fonctions spéciales dans la catégorie d'utilisation des terres « Terres agricoles ». Elle a également supposé le retrait dans les secteurs susceptibles d'être mis en valeur un jour dans la catégorie « Terres non agricoles ».

Westcoast a indiqué qu'elle remplirait de coulis de ciment les pipelines de diamètre moyen et grand situés sous les croisements de routes. Elle a précisé que les pipelines de 12 po et moins de diamètre ne seraient pas remplis, car la dégradation de ces derniers ne devrait pas entraîner un affaissement de sol important.

Westcoast a supposé l'enlèvement du pipeline de son tubage sous les passages à niveau. Elle a indiqué qu'elle prévoyait remplir le tubage de coulis de ciment. Westcoast n'a pas proposé de traitement particulier pour les conduites qui croisent des installations de services ou des conduites de tiers. La plupart des pipelines de tiers passent en dessous du pipeline de Westcoast. De plus, la dégradation du pipeline et le remplissage ultérieur de la cavité avec de la terre ne devraient pas imposer de charges additionnelles sur ces croisements. Westcoast a prévu isoler et boucher toutes les conduites se trouvant sous les cours d'eau. Elle a également prévu perforer la conduite pour permettre à l'eau de s'y infiltrer et éviter que la conduite ne remonte à la surface.

Westcoast a supposé le retrait de toutes les installations en surface et tous leurs accessoires, exception faite des usines de traitement et des stations de compression situées sur ses propres terrains. Westcoast a dit que l'envergure des activités de retrait des stations de compression, de l'équipement des usines de traitement, des structures et des bâtiments situés sur ses terrains variera d'une installation à l'autre.

Westcoast a indiqué que l'abandon sur place aurait un effet moins perturbateur sur le sol, le drainage, la stabilité des pentes et les zones écologiquement vulnérables et sur l'utilisation présente et future des terres. Westcoast a fait remarquer que la plupart des incidents survenus en cours d'exploitation de son pipeline étaient dus aux variations des cours d'eau et au mouvement des pentes qui ont pu mettre à nu le pipeline. Westcoast a ajouté qu'elle avait inclus une provision dans son plan de cessation d'exploitation pour retirer les sections mises à nu du pipeline laissé sur place qui risquent de présenter un danger.

Westcoast a indiqué qu'elle avait choisi d'adopter les principales options présentées dans le rapport de l'ACPÉ parce que 81 % de son pipeline traverse des terres tombant dans la sous-catégorie « Terres non agricoles – Aucune mise en valeur prévue ». Westcoast a reconnu que le rapport de l'ACPÉ indiquait que l'évaluation spécifique aux sites peut l'emporter sur les principales options recommandées dans la grille de cessation d'exploitation de l'ACPÉ. Westcoast a dit que si elle devait déroger des principales options, les coûts engagés pour le retrait seraient hors de la réserve pour imprévus, sans compter que le fonds de réserve n'est pas conçu pour parer à ce genre d'imprévus. Westcoast a affirmé qu'elle s'en remettrait au processus de l'ICQF et aux mises à jour périodiques (tous les cinq ans) pour apporter les ajustements nécessaires à ses coûts estimatifs.

Westcoast a indiqué qu'elle avait tenu compte des conditions de ses accords de servitude pour élaborer ses plans de cessation d'exploitation, y compris les proportions proposées de retrait de pipeline.

***Opinions des intervenants***

**CAEPLA**

La CAEPLA est d'avis que le retrait est le seul moyen de déterminer la présence de contamination historique le long d'un pipeline et d'éviter que les propriétaires fonciers ne supportent les risques ou les coûts liés à la cessation d'exploitation. La CAEPLA a expliqué l'incidence des activités de retrait du pipeline sur les propriétaires fonciers, faisant valoir qu'il pourrait y avoir perte de récoltes les premières années en attendant que le sol se tasse. La CAEPLA a également indiqué que le retrait du pipeline peut avoir pour effet d'obliger les propriétaires fonciers à importer de la terre sur leur terrain. Elle a toutefois affirmé que les problèmes liés à l'importation de terre pouvaient être aplanis et qu'il n'y aurait pas d'effets à long terme découlant du retrait du pipeline.

La CAEPLA a souligné que l'abandon du pipeline sur place n'est pas une solution sur les terres agricoles. Elle a fait valoir que les pipelines peuvent se corroder et s'affaisser, si bien que ce sont les propriétaires fonciers qui auraient à supporter les risques pour la sécurité. La CAEPLA a exprimé des craintes à propos de la contamination historique; elle a indiqué que des piqûres de corrosion pouvaient causer une fuite ou une contamination pouvant passer inaperçue au moment de la cessation d'exploitation, mais qui serait remarquée plus tard par les propriétaires fonciers. La CAEPLA a dit que ce scénario rendrait les propriétaires fonciers responsables des questions environnementales.

La CAEPLA a indiqué que le pipeline peut causer du renardage et que ses effets dépendraient du type de sol. Elle a précisé que dans le cas des sols argileux la terre pourrait provoquer un effet d'entonnoir et l'eau éroderait naturellement la terre végétale, qui finirait par remplir le pipeline. Les propriétaires fonciers devraient alors composer avec la perte de leur terre végétale. La CAEPLA a également indiqué que le pipeline causerait du renardage en déplaçant l'eau de la propriété d'un propriétaire foncier à un autre et en entraînant une éventuelle subsidence.

**MPLA**

La MPLA a estimé que les plans physiques de cessation d'exploitation des demandeurs et leurs coûts estimatifs étaient déraisonnables. Ils le sont, selon elle, parce qu'ils ne prévoient

pratiquement aucun retrait du pipeline des terres agricoles ni aucune protection régulière contre la corrosion dans le cas des pipelines laissés sur place.

De l'avis de la MPLA, les propriétaires fonciers sont seulement protégés d'une éventuelle responsabilité civile liée à l'abandon du pipeline lorsque le pipeline est retiré ou entretenu à perpétuité. Toute autre option expose les propriétaires aux risques associés à la corrosion des pipelines.

La MPLA a indiqué que la proposition de Pipelines Enbridge de laisser ses conduites sur place en zone agricole entraînera des effets perturbateurs continus sur l'utilisation des terres. La MPLA a dit que les propriétaires fonciers étaient prêts à composer avec les effets perturbateurs du retrait de pipeline à court terme pour éviter les désagréments durables en matière d'utilisation des terres et l'exposition à une éventuelle responsabilité civile à l'égard des conduites laissées sur place.

La MPLA a indiqué que les drains en tuyaux sont courants en Ontario et que le Manitoba et d'autres provinces en font la promotion. Elle a dit que les conduites laissées sur place constitueront des obstacles physiques aux systèmes de drainage en tuyaux. La MPLA a ajouté que, avec le risque de la présence d'une contamination historique à l'intérieur et autour des pipelines, les propriétaires fonciers et les entrepreneurs risquent d'être tenus civilement responsables lorsqu'ils installent, exploitent et entretiennent l'équipement de drainage.

La MPLA a estimé que la contamination non découverte est un sujet de préoccupation pour beaucoup ses membres. Elle a dit que des trous de la taille d'une tête d'épingle dans les pipelines peuvent survenir bien avant d'être découverts et que des secteurs contaminés par les pipelines d'Enbridge pourraient ne pas être découverts avant un certain laps de temps, qui reste indéterminé.

La MPLA a indiqué avoir été avisée par le gouvernement du Manitoba que si une contamination causée par un pipeline laissé sur place était découverte sur une propriété, ou si une contamination se déplaçait d'une propriété à une autre voisine, le propriétaire de la terre d'où provient la contamination serait assujetti aux lois de la province en matière d'environnement.

La MPLA a dit que le risque de subsidence du sol et d'affaissement des conduites laissée sur place est source de grande préoccupation. Elle a indiqué qu'aux zones de corrosion de pipeline la terre végétale va pénétrer dans la conduite, rendant ainsi le sol inutilisable. Sans compter que la corrosion va entraîner une dépression du sol. La MPLA a également fait remarquer que les propriétaires fonciers craignent que la subsidence de la surface du sol pose un risque pour la sécurité des travailleurs qui circulent avec leur équipement sur les pipelines abandonnés.

La MPLA s'est dite préoccupée par la quantité considérable de terre qui devra être importée pour remplacer la terre végétale infiltrée dans un pipeline abandonné. Elle se demande d'où proviendra la terre de remplacement. Selon elle, l'importation de terre pourrait introduire des maladies comme la hernie du chou, ou des mauvaises herbes envahissantes comme la matricaire inodore et l'euphorbe ésule. Pour éviter les problèmes de subsidence du sol et d'affaissement des pipelines, la MPLA a soutenu qu'il faudrait retirer le pipeline et remplir les tranchées creusées pour cela avec la terre qui avait été déplacée lors de la construction initiale.

La MPLA a dit qu'en juin 2007 elle avait fait faire un sondage téléphonique auprès de 112 propriétaires fonciers membres de la MPLA et de la SAPL sur la question de l'abandon. Au total, 95 % des sondés ont répondu être préoccupés par l'abandon des pipelines d'Enbridge sur leurs terres. La MPLA a ajouté que tous les propriétaires fonciers qui ont participé au sondage

téléphonique se sont dits préoccupés par la question de sécurité et de responsabilité civile qui leur incomberait.

La MPLA a affirmé que le plan physique de cessation d'exploitation proposé par Enbridge ne reflète pas les engagements contractuels que la société a pris vis-à-vis des propriétaires fonciers de retirer ou entretenir à perpétuité les pipelines au moment de la cessation d'exploitation. La MPLA a indiqué que la plupart des accords de servitude d'Enbridge, dont ceux qui ont été passés entre Enbridge et les propriétaires de la MPLA, prévoient le retrait de pipelines d'une emprise au moment de la cessation d'exploitation, à moins, dans certains cas, que les pipelines ne soient entretenus au moyen de la protection cathodique. La MPLA a dit que la plupart des accords de servitude prévoient qu'une emprise doit être restaurée à son état préalable dans la mesure où la chose est faisable, précisant que l'expression « état préalable » ne comprenait pas les pipelines abandonnés.

**OPLA**

L'OPLA a dit qu'un pipeline qui s'est corrodé et affaissé créerait une dépression à la surface du sol. De plus, l'affaissement risque de se produire lorsqu'une machine agricole lourde passe par-dessus le pipeline, mettant l'opérateur en danger.

L'OPLA a indiqué qu'un pipeline laissé sur place sans avoir été nettoyé correctement finira par contaminer la terre et l'eau, ce qui pourrait coûter beaucoup plus cher aux sociétés en termes de remise en état que s'il avait été enlevé. L'OPLA a ajouté qu'un pipeline abandonné est un conduit idéal pour contaminer les voies d'eau. Une conduite perforée par la rouille deviendra un conduit dans lequel circuleront de grandes quantités d'eau souterraine et de surface en période de fortes précipitations. L'OPLA a par ailleurs indiqué que, comme les pipelines sont généralement à une plus grande profondeur que les drains municipaux, si les drains municipaux ne peuvent pas évacuer correctement de grandes quantités d'eau, cela pourrait provoquer des éruptions et endommager les récoltes.

L'OPLA a indiqué qu'en Ontario et au Québec, le drainage systématique en tuyaux des champs est très courant. L'OPLA a fait remarquer que lorsque le pipeline rouille puis s'affaisse, le support qui tient le tuyau d'argile en place ne sera plus là. Selon l'OPLA, dans bien des exploitations agricoles, le système de drainage en tuyaux serait compromis et ne pourrait évacuer l'eau comme il est censé le faire. Si ce scénario devait se matérialiser, chaque section du tuyau pourrait s'affaisser et serait sujet aux éruptions.

Selon l'OPLA, les pipelines devraient tous être enlevés sur les terres agricoles, cultivées ou non. Même si le retrait des pipelines avait des effets à court, moyen et long terme sur les propriétaires fonciers, l'OPLA estime qu'une fois les pipelines enlevés les propriétaires fonciers ne seraient aucunement tenus responsables.

**SAPL**

La SAPL a mentionné que les pipelines situés sur des terres agricoles devraient tous être enlevés pour cause de risque de contamination historique.

La SAPL a indiqué que l'effet à moyen terme de l'abandon de pipelines sur place est que ceux-ci commencent à s'affaisser et présenter des piqûres. À long terme, ces pipelines forment un conduit et occasionne des problèmes. La SAPL a fait valoir que l'agriculture évolue au fil des

ans et que la machinerie se fait plus lourde. Si le pipeline reste dans le sol et qu'il y a augmentation du drainage en tuyaux, cela va causer des problèmes.

**SPLA**

La SPLA a dit que si le pipeline est laissé sur place en zone agricole, il y aura des problèmes de subsidence s'il vient à s'affaisser. La SPLA a indiqué que l'affaissement ou la désintégration du pipeline créerait un vide dans le sol, la grosseur du vide dépendant de la grosseur du pipeline.

Selon la SPLA, la correction de la subsidence du sol après l'affaissement de courtes sections du pipeline nécessiterait avec le temps de nombreuses intrusions pour transporter et épandre les chargements de sous-sol et de terre végétale sur des terres agricoles. Le transport compacterait le sol le long des secteurs du pipeline qui ne se sont pas encore affaissés. La SPLA a indiqué qu'il serait nécessaire de réensemencer certaines parcelles et de dédommager les agriculteurs pour la perte de récoltes. Selon elle, le pipeline s'affaisserait probablement par étapes à mesure qu'il se corrode et rouille, nécessitant du matériau de remblai à de nombreuses reprises au même raccord ou tronçon de pipeline.

La SPLA a indiqué que les problèmes de sécurité seraient considérables si le pipeline devait s'affaisser au passage de tracteurs, de camions et d'autres machines transportant des charges légales. La SPLA a dit que le pipeline qui se corrode et rouille se fragiliserait graduellement au point de s'affaisser soudainement sous le poids d'une lourde charge. Selon elle, les incidents d'affaissement soudain de pipeline surviendraient pendant les saisons les plus occupées, soit au moment des semences et des récoltes. De l'avis de la SPLA, l'abandon de pipeline sur place présenterait un risque plus grand de dommages à la propriété, de blessures et de décès que le retrait complet de pipeline. Pour parer à ces risques, les agriculteurs devraient, selon elle, faire fonctionner leur équipement à une vitesse moins rapide qu'à l'accoutumée, éventuellement pour des décennies, ce qui représente pour eux des coûts plus élevés en main-d'œuvre, en carburant et en dépréciation.

La SPLA a indiqué qu'il serait beaucoup plus pratique d'enlever complètement le pipeline dès le départ et de restaurer les terres le plus près possible de leur état d'origine. La SPLA a dit que la perte de récoltes et les dommages sont des effets éventuels du retrait de pipeline. Elle a toutefois indiqué que le retrait du pipeline pourrait permettre de découvrir une contamination de la tranchée et de remettre le site en état. La SPLA a fait remarquer que le retrait du pipeline permettrait d'éliminer un certain nombre de problèmes liés à la responsabilité civile, car les travaux d'excavation nécessaires pour décontaminer un pipeline laissé sur place seraient pratiquement éliminés.

**UPA**

L'UPA a affirmé que l'hypothèse de retrait complet du pipeline dans les coûts estimatifs des demandeurs serait plus équitable. Elle a indiqué que l'état des connaissances sur l'abandon sur place des pipelines est en train de changer. Les données qu'il reste à recueillir pourraient révéler que certains pipelines situés en zones agricoles et forestières devraient être enlevés.

L'UPA a dit qu'une fois qu'un pipeline abandonné n'est plus surveillé, l'épaisseur de la couverture de sol diminue graduellement. L'UPA a fait remarquer que les tracteurs, les camions, les équipements aratoires et autres en usage chez les producteurs agricoles et forestiers se font de plus en plus lourds et travaillent le sol à des profondeurs plus grandes. L'UPA a fait valoir que

ces changements, combinés au soulèvement par le gel du pipeline, auront pour effet d'accroître les risques que l'équipement agricole ou forestier entre en contact avec le pipeline, surtout s'il s'agit d'un pipeline abandonné qui n'est pas clairement signalisé. Selon l'UPA, il y a risque à la longue d'endommager l'équipement et d'occasionner des coûts supplémentaires aux producteurs agricoles et forestiers.

L'UPA a soutenu qu'avec les effets des changements climatiques, les producteurs agricoles devront intensifier l'irrigation s'ils veulent maintenir la qualité de leurs produits et atteindre les rendements escomptés. Il faudra pour cela, selon elle, creuser des puits et construire des bassins de retenue. Les producteurs agricoles et forestiers seront incommodés par les pipelines abandonnés et devront engager des dépenses supplémentaires.

L'UPA a indiqué qu'un certain nombre de terres agricoles et forestières disposent de systèmes de drainage, mais que celles qui n'en ont pas pourraient bien en avoir besoin un jour. L'UPA a dit que lorsqu'il y a lieu d'installer ou réparer un drain, la présence d'un pipeline abandonné complique les travaux, d'où un surcroît de travail et de dépenses.

Selon l'UPA, les petites fuites seraient plus difficiles à déceler en zone forestière qu'en zone agricole étant donné qu'il y a moins de monde autour. Une des seules façons, selon elle, d'établir s'il y eu contamination est d'enlever le pipeline. L'UPA a souligné que les risques de contamination par le pétrole sont même plus grands et que les exigences environnementales aujourd'hui sont plus rigoureuses lorsque le sol a été contaminé.

L'UPA a dit craindre que les pipelines ne causent du renardage et changent sensiblement la productivité de la forêt. Si, de plus, l'eau s'infiltre dans un pipeline qui s'est rompu ou affaissé, cette eau pourrait s'écouler vers les propriétés voisines et entraîner des poursuites entre producteurs.

L'UPA a exprimé ses préoccupations pour les terres où aucune mise en valeur n'est prévue, lesquelles sont généralement des terres forestières. L'UPA a fait remarquer que dans le cas de l'exploitation forestière (comme la production de sirop d'érable), où bien souvent les travailleurs forestiers utilisent de grosses machines, ces derniers redoutent les ruptures ou dépressions possibles du sol et craignent que leur machine se renverse. Les travailleurs forestiers travaillent souvent seuls sur leurs terres et en cas d'accident ils pourraient rester coincés assez longtemps avant d'être secourus.

**Richard Kraayenbrink**

M. Kraayenbrink a soutenu que les propriétaires fonciers courent des risques lorsque les pipelines sont laissés sur place. Des risques comme les dommages ou la contamination historique, la subsidence du sol, les effets sur le système de drainage, les pertes de récoltes, les problèmes de sécurité liés à l'équipement endommagé, les blessures ou le décès d'opérateurs. Selon M. Kraayenbrink, il n'existe qu'une seule solution pour éliminer les risques ou les coûts pour les propriétaires fonciers : le retrait complet du pipeline.

M. Kraayenbrink a fait valoir que ses terres sont le fonds de pension du propriétaire foncier et que l'abandon sur place hypothèque ce fonds de pension en laissant le propriétaire foncier avec des problèmes de responsabilité civile et des risques qui appartiennent aux sociétés pipelinières.

**Hellmut Patzelt**

M. Patzelt a indiqué qu'un pipeline abandonné jouerait probablement le rôle de système de drainage en raison du renardage qu'il cause. Il a ajouté que ce scénario serait exacerbé par la perforation, l'affaissement ou par un autre phénomène. M. Patzelt a dit que le pipeline pourrait causer du renardage d'un type nouveau et différent, et que si le pipeline était contaminé, il pourrait altérer l'écoulement de l'eau, ou apporter des produits ou matières indésirables.

***Opinion de l'Office***

**Hypothèses des demandeurs ayant des conduites dans les sous-catégories « Terres agricoles cultivées » et « Terres agricoles non cultivées »**

Dans sa lettre du 4 mars 2010, l'Office a fourni l'hypothèse de référence pour tous les diamètres de pipeline dans les deux sous-catégories d'utilisation des terres « Terres agricoles cultivées » et « Terres agricoles non cultivées », selon laquelle 80 % des pipelines sont laissés sur place et les 20 % restants sont retirés. Dans la présente instance, les demandeurs ont supposé l'abandon sur place de 100 % des pipelines dans chacune des sous-catégories. L'Office a examiné les commentaires des demandeurs, ainsi que ceux des intervenants à la présente instance, qui préconisaient le retrait. L'Office a également examiné les préoccupations exprimées par les intervenants à l'égard des hypothèses sur la méthode de cessation d'exploitation et sur les effets éventuels de l'abandon de pipeline sur place dans ces sous-catégories d'utilisation des terres. Ces effets comprennent notamment la subsidence du sol, la contamination, la perte de récoltes, l'érosion, les entraves aux systèmes de drainage, la corrosion et l'affaissement, les problèmes de sécurité et l'introduction de mauvaises herbes envahissantes et de maladies.

L'Office a également entendu les opinions des demandeurs et des intervenants sur les effets de l'abandon sur place par rapport à ceux du retrait. Enbridge a dit qu'il n'existe pas de distinction sérieuse entre les effets à long terme de l'abandon sur place et les effets du retrait, de sorte qu'elle a mis l'accent sur la réduction au minimum des effets à court terme. Alliance et Enbridge ont soutenu que l'hypothèse de l'abandon sur place aurait pour effet de réduire au minimum la perturbation des propriétaires fonciers et de l'environnement. De sorte que ces demandeurs n'ont pas considéré le retrait comme hypothèse pour les sous-catégories « Terres agricoles cultivées » et « Terres agricoles non cultivées ». Trans-Nord a pour sa part indiqué que le retrait de pipeline aurait un effet beaucoup plus grand que l'abandon sur place. La CAEPLA et la MPLA ont pour leur part fait valoir que les propriétaires fonciers étaient prêts à composer avec la perturbation à court terme causée par le retrait de pipeline pour éviter les effets éventuels d'un abandon sur place et les entraves à l'utilisation des terres.

L'Office a également entendu les opinions des demandeurs et des intervenants sur les accords de servitude et sur la consultation des propriétaires fonciers et les sondages auprès de ces derniers. En ce qui concerne les accords de servitude, l'Office prend acte de l'argument de la MPLA selon lequel les accords de servitude de certains propriétaires fonciers font référence au retrait possible de pipeline au moment de la cessation d'exploitation. S'agissant des sondages auprès des propriétaires fonciers, l'Office constate que le sondage effectué par l'ACPÉ auprès des propriétaires fonciers et déposé dans la présente instance révèle qu'environ 49,7 % des propriétaires fonciers se disent préoccupés par le fait que le pipeline soit laissé dans le sol. L'Office constate en outre

que selon le sondage téléphonique de la MPLA, 95 % des propriétaires fonciers membres de la MPLA et de la SAPL sont préoccupés par l'abandon éventuel des pipelines d'Enbridge sur leurs terres. Alors que l'étude d'Alliance a révélé que 8 % des propriétaires fonciers préfèrent que les pipelines soient enlevés, elle montre quand même que certains propriétaires fonciers entretiennent des craintes à l'égard de l'abandon de pipeline sur place.

L'Office estime que tous les sondages menés auprès des propriétaires fonciers et produits dans la présente instance révèlent que certains d'entre eux se disent préoccupés par le fait que les pipelines soient laissés dans le sol. De plus, les intervenants à l'instance ont indiqué que certains propriétaires fonciers redoutent la méthode d'abandon sur place. Ils seraient prêts à composer avec la perturbation à court terme qu'entraîne le retrait de pipeline plutôt qu'à accepter l'abandon sur place. Malgré les commentaires reçus des propriétaires fonciers, les demandeurs ont quand même choisi de supposer un taux de retrait de 0 %. Vu la nature des commentaires obtenus et l'existence d'accords de servitude mentionnant le retrait possible du pipeline, l'Office estime que certaines situations pourraient dicter l'enlèvement du pipeline. Par conséquent, l'Office estime cela contraire à l'hypothèse de retrait de 0 % des demandeurs.

Durant l'instance, il a été question du degré de subsidence selon que le pipeline a un diamètre petit, moyen ou grand. L'Office a entendu la preuve produite par les demandeurs selon laquelle la subsidence du sol dans le cas des pipelines de petit diamètre serait négligeable. L'Office constate que le rapport de l'ACPÉ est aussi de cet avis. Dans le cas des pipelines de moyen et grand diamètre, Enbridge a dit que le degré de subsidence du sol serait probablement assez minime pour que le phénomène se cantonne dans le domaine du tolérable et que les conditions spécifiques aux sites au moment de la cessation d'exploitation seraient un facteur important à considérer pour déterminer le degré de tolérabilité. L'Office reconnaît que cette position repose sur des affirmations contenues dans le rapport de l'ACPÉ, mais il estime qu'aucun des demandeurs n'a produit de preuve établissant clairement que la subsidence du sol là où se trouvent des pipelines de moyen et grand diamètre serait semblable à celle que l'on trouve aux pipelines de petit diamètre, de sorte que l'hypothèse de non-retrait vaudrait pour tous les diamètres de pipeline. Après examen de la preuve produite en l'instance, l'Office admet que la subsidence serait probablement négligeable dans le cas des pipelines de petit diamètre. Il estime toutefois que la preuve ne permet pas de conclure que la subsidence dans le cas des pipelines de moyen et grand diamètre serait négligeable. L'Office estime donc que l'hypothèse de 0 % de retrait des pipelines de moyen et grand diamètre n'est pas justifiée d'après la preuve présentée.

L'Office reconnaît qu'en déterminant leurs hypothèses sur la méthode de cessation d'exploitation, les demandeurs se sont inspirés à divers degrés du rapport de l'ACPÉ, y compris la grille de cessation d'exploitation de pipeline, qui énonce les options fondamentales pour l'abandon de pipeline selon diverses catégories d'utilisation des terres. Par exemple, dans les sous-catégories « Terres agricoles cultivées » et « Terres agricoles non cultivées », l'option fondamentale est l'abandon sur place. L'Office constate que la grille prévoit plusieurs hypothèses, dont une voulant que les évaluations spécifiques aux sites peuvent l'emporter sur les options fondamentales recommandées dans la grille. Le rapport de l'ACPÉ mentionne en particulier ce qui suit :

> [TRADUCTION] ...les évaluations spécifiques aux sites peuvent déterminer qu'une combinaison d'options de cessation d'exploitation peut être exercée pour les diverses catégories d'utilisation des terres. Ainsi, les sociétés pipelinières pourraient déterminer un partage en pourcentages entre les options fondamentales prévues dans la grille et une éventuelle option secondaire.

Bien que tous les demandeurs aient reconnu que certaines évaluations spécifiques aux sites recommanderaient probablement le retrait de pipeline, aucun d'entre eux n'a envisagé le retrait dans ses estimations de coûts. L'Office est d'avis que les estimations de coûts des demandeurs ont omis de tenir compte adéquatement du potentiel des options secondaires, comme celle du retrait, tel qu'il est prévu dans le rapport de l'ACPÉ. L'Office reconnaît que plusieurs demandeurs ont dit qu'ils auraient la possibilité dans le futur d'affiner leurs coûts estimatifs en fonction des nouvelles connaissances. Comme les demandeurs ont reconnu que le retrait est susceptible de survenir dans la foulée des évaluations spécifiques aux sites, l'Office se serait cependant attendu que leurs coûts estimatifs en tiennent compte de manière transparente.

Plusieurs demandeurs ont dit que leurs hypothèses reposaient sur les meilleures données actuellement disponibles, comme le rapport de l'ACPÉ. L'Office constate que le rapport de l'ACPÉ couvre la période de septembre 2006 à avril 2007. Il constate également que les études auxquelles le rapport fait référence ont été menées avant le milieu des années1990. Malgré la date du rapport de l'ACPÉ et les études auxquelles il fait référence, aucun demandeur n'a avancé d'études plus récentes pour appuyer l'hypothèse d'un taux de retrait de 0 % pour les terres agricoles cultivées et non cultivées dans le cas des pipelines de diamètre moyen et grand. L'Office estime que l'industrie a eu amplement l'occasion d'entreprendre des recherches en vue de faire avancer les connaissances sur la cessation d'exploitation. Ces recherches auraient fourni aux demandeurs des données plus à jour pour établir leurs coûts estimatifs de cessation. Quoi qu'il en soit, l'absence de telles recherches ou études ne veut pas dire que l'hypothèse par défaut devrait être l'abandon sur place.

Bien qu'aucun des demandeurs n'ait tenu compte de l'enlèvement, l'Office constate que Kinder Morgan, Trans Mountain et Alliance ont dit qu'elles utiliseraient la catégorie de coûts 7 (fonds de prévoyance) dans l'éventualité où des évaluations propres aux sites faites au moment de la cessation d'exploitation préconiseraient le retrait de pipeline. Bien qu'ayant indiqué qu'en pareils cas elle utiliserait la catégorie de coûts 5a (retrait de pipeline) décrite au chapitre 4, Enbridge a reconnu que sa provision pour cette catégorie de coûts est un plus bas pourcentage. TransCanada et Westcoast ont dit qu'elles n'avaient pas réservé de fonds pour imprévus expressément pour tenir compte d'une modification de la portée, comme le retrait de pipeline, en raison d'évaluations propres aux sites. Tel qu'il l'a mentionné plus haut, l'Office s'attend que des fonds réservés au retrait de pipeline soient prévus d'une manière transparente.

Plusieurs demandeurs ont soutenu que les pipelines ne sont pas tous égaux et que chaque réseau pipelinier possède ses fonctions et caractéristiques propres : terrain, utilisation des terres, diamètre de pipeline, nature du produit transporté, épaisseur de couverture, épaisseur de paroi, revêtement, etc. Les demandeurs ont également fait valoir que les caractéristiques individuelles des divers réseaux pipeliniers sont des facteurs critiques à

prendre en compte pour établir des méthodes de cessation d'exploitation et des estimations de coûts appropriées. Bien que cela puisse être le cas, l'Office estime que les demandeurs n'ont pas raisonnablement justifié la manière dont ils ont tenu compte de tous les autres facteurs décrits plus haut pour déterminer les hypothèses sur les méthodes de cessation d'exploitation.

L'Office a la conviction que les hypothèses de retrait de 0 % des demandeurs pour les pipelines de petit diamètre dans les sous-catégories « Terres agricoles cultivées » et « Terres agricoles non cultivées » sont pour le moment acceptables. Comme il l'a dit plus haut, l'Office estime que la subsidence du sol dans le cas des pipelines de petit diamètre est probablement négligeable. Selon lui, les évaluations propres aux sites qui pourraient nécessiter le retrait de pipeline au moment de la cessation d'exploitation sont essentiellement moins susceptibles de survenir dans le cas des pipelines de petit diamètre. L'Office est aussi d'avis que les préoccupations exprimées par les intervenants à l'égard du retrait de pipeline au moment de la cessation d'exploitation sont elles aussi moins susceptibles d'être pertinentes dans le cas des pipelines de petit diamètre.

L'Office estime toutefois que la preuve produite en l'instance montre que l'hypothèse de retrait de 0 % dans le cas des pipelines de moyen et grand diamètre pour les sous-catégories « Terres agricoles cultivées » et « Terres agricoles non cultivées » n'est pas raisonnable. L'Office est également d'avis que des hypothèses de retrait en proportions raisonnables dans le cas des pipelines de moyen et grand diamètre dans ces mêmes catégories sont supérieures à un taux de 0 %. Aussi l'Office doit-il revenir à la question de savoir ce qui constituerait une hypothèse raisonnable pour ces sous-catégories.

L'Office fait remarquer que son scénario de référence supposait que 80 % des conduites seraient laissées sur place et 20 % seraient retirées dans les sous-catégories « Terres agricoles cultivées » et « Terres agricoles non cultivées ». Alors que les demandeurs qui ont déposé des valeurs propres aux pipelines n'ont pas à prouver que l'utilisation des hypothèses de référence est inappropriée, l'Office lui se guide sur les Motifs de décision RH-2-2008. Dans ces motifs, l'Office souligne que les sociétés pipelinières qui choisissent de déposer leurs propres estimations spécifiques aux pipelines devraient être prêtes à justifier tout écart par rapport à l'hypothèse de référence.

Les demandeurs n'ont pas réussi à justifier leur écart par rapport à l'hypothèse de référence pour les pipelines de moyen et grand diamètre dans ces deux sous-catégories. À l'audience MH-001-2012, les demandeurs ont tous exposé à l'Office des raisons pour lesquelles les hypothèses de référence de 80 % d'abandon sur place et de 20 % de retrait ne devraient pas être imposées. L'Office a examiné leurs commentaires, mais ne les trouvent pas convaincants. Il a examiné également leurs réponses à une demande qu'il a formulée en cours d'audience. Les demandeurs ont été priés de fournir des coûts estimatifs recalculés pour trois scénarios théoriques, à savoir le retrait de 10 %, 20 % et 30 % des conduites dans les sous-catégories « Terres agricoles cultivées» et « Terres agricoles cultivées et non cultivées », à l'aide de leurs propres méthodes. L'Office a enfin examiné les problèmes décrits plus haut concernant les accords de servitude, les sondages menés auprès des propriétaires fonciers et l'absence de provision pour des situations propres aux sites pouvant nécessiter le retrait du pipeline. L'Office a exercé son jugement pour déterminer une hypothèse raisonnable dans le cas des pipelines de moyen et grand diamètre dans les sous-catégories « Terres agricoles cultivées » et « Terres agricoles non

cultivées ». Selon l'Office, un pourcentage de 20 % des pipelines de moyen et grand diamètre retirés dans ces sous-catégories constitue un point de départ raisonnable, prudent et adéquat aux fins de l'estimation des coûts.

Tel qu'il est mentionné au chapitre 2, l'Office a estimé qu'une partie des pâturages privés, cultivés ou non, pourraient être cultivés à n'importe quel moment. Pour cette raison et pour les raisons citées plus haut, l'Office a décidé qu'il est raisonnable, pour le moment, de maintenir une cohérence dans les hypothèses de retrait pour les sous-catégories « Terres agricoles cultivées » et « Terres agricoles non cultivées ».

L'Office convient avec les demandeurs que les coûts estimatifs seront réexaminés périodiquement (au moins tous les cinq ans). L'Office a constaté que les demandeurs étaient déterminés à poursuivre les recherches sur les aspects physiques de l'abandon sur place de pipelines, en ce qui concerne particulièrement le 4e volet. L'Office a également entendu les demandeurs dire qu'à mesure que de nouvelles technologies et pratiques exemplaires seront mises au point, ils auront la possibilité d'élargir le champ de leurs connaissances et de réexaminer leurs estimations en conséquence. L'Office fait remarquer que dans l'éventualité où de nouvelles preuves justifieraient une hypothèse différente, ces preuves pourraient être présentées lors de l'examen périodique des coûts estimatifs. Comme l'Office le mentionnait dans les Motifs de décision RH-2-2008, les réexamens périodiques préviendront également le prélèvement excessif ou insuffisant de fonds.

L'Office tient à répéter que les hypothèses susmentionnées servent à élaborer les coûts estimatifs préliminaires de la cessation d'exploitation; elles ne prescrivent pas la méthode ultime d'abandon physique qu'une société pourrait adopter. De plus, les hypothèses susmentionnées n'empêchent pas l'Office d'user de sa discrétion dans son évaluation de la méthode d'abandon appropriée, ou s'il y a lieu, de la méthode de désaffection ou de mise hors service dans le cours d'une demande spécifique.

En conséquence, l'Office ordonne à tous les demandeurs qui possèdent des pipelines de moyen et grand diamètre de déposer à nouveau leurs coûts estimatifs au plus tard le 16 avril 2013 en supposant que 20 % des conduites seront retirées dans les sous-catégories « Terres agricoles cultivées» et « Terres agricoles non cultivées ». L'Office reconnaît que certains demandeurs ont peut-être incorporé d'autres sous-catégories dans ces deux sous-catégories et il tient à préciser que l'hypothèse de retrait de 20 % s'appliquerait seulement aux sous-catégories d'utilisation des terres « Terres agricoles cultivées » et « Terres agricoles non cultivées ».

**Hypothèses des demandeurs ayant des conduites dans la sous-catégorie Terres non agricoles – Aucune mise en valeur prévue**

Pour la sous-catégorie d'utilisation des terres « Terres non agricoles – Aucune mise en valeur prévue », l'Office constate que tous les demandeurs ont supposé que 100 % des conduites seraient laissées sur place. L'Office accepte les hypothèses des demandeurs pour les pipelines qu'ils possèdent dans cette catégorie d'utilisation des terres, mais il n'est pas persuadé qu'une hypothèse de retrait de plus de 0 % pour cette sous-catégorie soit nécessaire. L'Office répète que les coûts estimatifs seront réexaminés périodiquement (au moins tous les cinq ans). Toute nouvelle preuve concernant cette sous-catégorie d'utilisation des terres peut être avancée à n'importe quel moment.

**Hypothèses des demandeurs ayant des conduites dans la sous-catégorie Terres non agricoles – Mise en valeur éventuelle**

Pour la sous-catégorie « Terres non agricoles – Mise en valeur éventuelle », tous les demandeurs, à l'exception de Kinder Morgan et d'Alliance, ont supposé un retrait de 100 % des conduites.

Le pipeline de Kinder Morgan a un petit diamètre et traverse 7,1 km de terres qui pourraient être mises en valeur. Compte tenu du petit diamètre et de la longueur du pipeline dans cette sous-catégorie, l'Office juge que l'hypothèse d'abandon sur place de Kinder Morgan représente un point de départ acceptable pour estimer les coûts.

Tel qu'il est mentionné au chapitre 2, Alliance a divisé les catégories « Mise en valeur des terres à des fins résidentielles » et « Mise en valeur des terres à des fins industrielles » en différentes sous-catégories. Pour ces sous-catégories, Alliance a envisagé le retrait uniquement dans des circonstances extraordinaires, c'est-à-dire dans la sous-catégorie « Mise en valeur des terres à des fins résidentielles ». Alliance a indiqué que la décision de retirer le pipeline dans la sous-catégorie « Mise en valeur des terres à des fins industrielles » serait prise en consultation avec le promoteur. L'Office n'est pas persuadé par les raisons avancées par Alliance pour justifier son hypothèse d'abandon sur place pour la mise en valeur éventuelle des terres à des fins industrielles. L'Office estime en particulier qu'Alliance n'a pas su justifier suffisamment pourquoi les secteurs qui pourraient être mis en valeur à des fins industrielles ne nécessiteraient pas le retrait de pipelines. En conséquence, l'Office ordonne à Alliance de déposer à nouveau ses coûts estimatifs sur la base d'un retrait de 100 % des conduites de moyen et grand diamètre pour les deux sous-catégories « Mise en valeur des terres à des fins résidentielles » et « Mise en valeur des terres à des fins industrielles ». L'Office fait remarquer qu'Alliance a un pipeline de petit diamètre mesurant 2,4 km dans cette sous-catégorie, et il est d'avis que l'hypothèse d'abandon sur place constitue un point de départ acceptable pour estimer les coûts.

D'ici à ce que les coûts estimatifs d'Alliance et de Kinder Morgan soient réétudiés, l'Office s'attend à ce que les deux sociétés déterminent si leurs hypothèses tiennent toujours pour les pipelines de petit diamètre dans la catégorie de mise en valeur éventuelle des terres. Si oui, elles devraient justifier pourquoi il en est ainsi.

L'Office accepte les hypothèses de tous les autres demandeurs pour les pipelines qu'ils possèdent dans cette catégorie d'utilisation des terres.

**Hypothèses des demandeurs ayant des conduites dans les sous-catégories « Routes et voies ferrées et Autres croisements » (services publics, autres pipelines)**

L'Office constate qu'Enbridge a supposé que 25 % des conduites aux croisements de routes ordinaires seraient coupées, bouchées puis remplies, au lieu de 100 %, qui est l'hypothèse de référence énoncée dans la lettre du 4 mars 2010 de l'Office. L'Office prend acte de l'analyse spécifique aux pipelines menée par Enbridge ainsi que des motifs invoqués dans sa preuve. L'Office estime que pour le moment les hypothèses d'Enbridge relatives aux croisements de routes sont raisonnables.

L'Office constate que TransCanada, Westcoast, Kinder Morgan et Trans-Nord ont supposé l'abandon sur place des pipelines de petit diamètre sans traitement particulier sous les croisements de routes. Ces demandeurs ont justifié leurs hypothèses par le fait

que la subsidence en pareils cas serait minime. L'Office accepte ce motif et c'est pourquoi il estime que cette hypothèse est raisonnable.

L'Office constate que TransCanada a supposé l'abandon sur place des pipelines sans traitement particulier aux croisements de services. Pour justifier son hypothèse, TransCanada a indiqué qu'un remblai de ciment pourrait avoir une incidence sur la stabilité des installations de services, étant donné que la plupart du temps l'installation croisée se trouve en dessous du pipeline de TransCanada. L'Office accepte ce motif et il estime que cette hypothèse est raisonnable.

L'Office trouve également raisonnables toutes les autres hypothèses proposées par les demandeurs pour les croisements de routes et de voies ferrées et les croisements de services.

**Hypothèses des demandeurs pour les sous-catégories « Terres agricoles – Culture et fonctions spéciales », « Terres non agricoles – Terres mises en valeur », « Autres zones – Zones écologiquement vulnérables et Autres croisements – Franchissements de cours d'eau »**

L'Office constate que tous les demandeurs, à l'exception de Kinder Morgan, ont supposé que 100 % des conduites seraient retirées dans la sous-catégorie « Terres agricoles – Culture et fonctions spéciales ». L'Office estime que les hypothèses proposées par ces demandeurs dans cette sous-catégorie correspondent au scénario de référence. Les estimant raisonnables, l'Office accepte les hypothèses déposées par les demandeurs.

En ce qui concerne Kinder Morgan, l'Office constate qu'elle a supposé que 100 % des conduites seraient laissées sur place pour cette sous-catégorie. L'Office constate aussi que Kinder Morgan a 0,8 km de pipeline dans cette sous-catégorie, dont la totalité est de petit diamètre. Compte tenu de la longueur du pipeline et de son petit diamètre dans cette sous-catégorie, l'Office estime pour le moment que l'hypothèse de Kinder Morgan de laisser le pipeline sur place est acceptable.

L'Office constate que tous les demandeurs ont supposé que 100 % des conduites seraient laissées sur place dans la sous-catégorie « Terres non agricoles – Terres mises en valeur et Autres zones – Zones écosensibles ». L'Office estime que les hypothèses proposées par les demandeurs pour les qu'ils possèdent dans ces sous-catégories concordent avec le scénario de référence. Les estimant raisonnables, l'Office accepte les hypothèses déposées par les demandeurs pour les pipelines qu'ils possèdent dans ces sous-catégories.

S'agissant de la sous-catégorie Autres croisements – Franchissements de cours d'eau, l'Office constate que tous les demandeurs ont supposé l'abandon sur place avec ou sans traitement particulier. L'Office constate aussi que Kinder Morgan a proposé l'abandon sur place avec traitement particulier (coupage, bouchage et remblayage) pour 5 % de l'ensemble des franchissements de cours d'eau traversés par son pipeline, et que Trans Mountain a supposé l'abandon sur place avec traitement particulier pour 5 % de ses pipelines de moyen et grand diamètre. L'opinion de l'Office sur les hypothèses proposées par les demandeurs est énoncée en détail au chapitre 4.

**Hypothèses des demandeurs pour la catégorie Installations en surface**

L'Office constate que tous les demandeurs, à l'exception de Westcoast, ont supposé que la totalité (100 %) des installations en surface serait enlevée. L'Office estime que les hypothèses proposées par ces demandeurs pour cette catégorie concordent avec le scénario de référence. L'Office accepte les hypothèses déposées par ces demandeurs.

Tel qu'indiqué dans les Motifs de décision RH-2-2008 de l'Office, les installations en surface sises sur des terrains appartenant à l'entreprise finiront elles aussi par devoir être abandonnées et c'est pourquoi l'Office s'attend à ce que les demandeurs tiennent compte des coûts liés au retrait de ces installations dans leurs estimations de coûts de cessation. Même si Westcoast a dit que l'ampleur du retrait des installations en surface situées sur des terrains lui appartenant – comme les stations de compression et les usines de traitement – varierait d'une installation à l'autre, l'Office estime que Westcoast a tenu compte des coûts liés au retrait et à l'élimination de toutes les solutions de traitement et des matières dangereuses, au retrait des installations en surface qui pourraient présenter un risque pour la sécurité du public, et à la remise en état des sols.

Cela dit, l'Office accepte les motifs de Westcoast comme point de départ suffisant aux fins d'estimation des coûts. Toutefois, lorsque Westcoast procédera au prochain réexamen des estimations de coûts, l'Office s'attend à ce qu'elle se demande si ses hypothèses actuelles pour les installations en surface sont toujours appropriées. Si Westcoast détermine alors que ses hypothèses actuelles sont appropriées, l'Office s'attend à ce qu'elle justifie alors pourquoi elles sont toujours appropriées.

**Commentaires des demandeurs concernant la recherche sur les aspects physiques liés à l'abandon des pipelines dans le cadre du 4e volet de l'ICQF**

La plupart des demandeurs ont indiqué au cours de l'audience qu'ils sont déterminés à poursuivre les études et la recherche sur les aspects physiques liés à l'abandon des pipelines. Un bon nombre de demandeurs ont en particulier fait référence aux études faites dans le cadre du 4e volet de l'ICQF.

En mars 2012, l'Office a indiqué sur son site Web qu'il avait procédé à toutes les actions qu'il avait relevées dans son rapport final sur le 4e volet de l'ICQF paru en mai 2009. Aussi l'Office considère-t-il clos le projet de l'ICQF pour le 4e volet.

L'Office croit toutefois fermement que les questions identifiées dans le cadre du 4e volet de l'ICQF nécessitent plus de recherches et une approche commune de toutes les parties prenantes pour aider à résoudre les problèmes ou à combler les lacunes dans les connaissances actuelles en ce qui concerne les aspects physiques de la cessation d'exploitation. À cet égard, l'Office constate, comme il l'a mentionné plus haut, que la plupart des demandeurs ont indiqué en cours d'audience qu'ils étaient déterminés à faire avancer les études et la recherche sur les aspects physiques de la cessation d'exploitation. L'Office constate également qu'Enbridge a dit qu'il y aura des occasions pour soutenir l'engagement des propriétaires fonciers et que l'industrie a engagé des fonds pour s'assurer de contacts plus étroits avec les parties prenantes. L'Office encourage les efforts déployés par l'ACPE et ses sociétés membres pour faire avancer ces études et cette recherche.

## Chapitre 4

# Coûts de cessation d'exploitation

Les estimations de coûts préliminaires de cessation d'exploitation des demandeurs comprennent diverses catégories de coûts, dont certaines concernent expressément les coûts estimatifs des activités physiques de cessation. Les demandeurs ont utilisé les caractéristiques des pipelines, des hypothèses de cessation d'exploitation propres aux pipelines et d'autres hypothèses d'ordre physique pour obtenir les coûts estimatifs préliminaires, au total et par catégorie de coûts.

L'Office a publié, en même temps que sa lettre du 4 mars 2010, le tableau A-3 qui présente des définitions et un cadre de travail pour ces catégories de coûts. À la suite des commentaires des parties prenantes, l'Office a publié une version modifiée du tableau A-3 (annexe IV) qui ajoute des lignes de coûts unitaires de référence pour chaque catégorie de coûts, en fonction des données particulières des installations à abandonner.

Le présent chapitre concerne l'examen par l'Office des coûts des questions physiques de la cessation d'exploitation proposés par les demandeurs, tels que les définit le tableau A-3 (annexe IV), à l'exception de la catégorie de coûts 7 (fonds de prévoyance) et la catégorie de coûts 3b (provision pour activité post-cessation d'exploitation). On reviendra sur les impondérables du projet et les activités post-cessation d'exploitation aux chapitres 5 et 6 respectivement. Le présent chapitre porte également sur l'examen par l'Office des commentaires exprimés sur les catégories de coûts (sauf les catégories 3b et 7) par les intervenants. On trouvera à l'annexe VI un résumé des commentaires des demandeurs.

### 4.1 Ingénierie et gestion de projet

Dans sa lettre de mars 2010, l'Office a établi que la catégorie de coûts Ingénierie et gestion de projet inclut les éléments suivants : réglementation, soutien juridique et financier, relations extérieures et soutien des spécialistes fonciers, environnement, soutien santé et sécurité, soutien exploitation, consultation des parties prenantes, coûts estimatifs détaillés, planification, demandes, études techniques et environnementales détaillées, ingénierie et gestion de projet, gestion de construction, contrôle de projet et des coûts.

Le tableau A-3 comprend les facteurs de coût de référence qui varient de 20 % pour les projets de cessation d'exploitation de pipelines de moins de 50 km de longueur à 5 % pour les projets de plus de 500 km de longueur. Ce facteur de coût est appliqué au total des coûts estimatifs des catégories 2 (préparation en vue de la cessation d'exploitation), 3a (abandon élémentaire du pipeline sur place), 4 (traitement particulier), 5 (retrait du pipeline) et 6 (installations en surface).

*Opinions des demandeurs*

**Alliance**

Alliance a estimé la valeur globale du facteur de coût à 4,8 % de ses coûts estimatifs pour la catégorie de coûts Ingénierie et gestion de projet.

**Enbridge**

Enbridge a dit avoir utilisé une hypothèse de référence de 5 % du coût total (excluant le fonds de prévoyance et les provisions pour activités après la cessation d'exploitation) pour établir ses estimations dans cette catégorie de coûts.

**Kinder Morgan**

Kinder Morgan s'est dite en faveur du scénario de référence de 5 % du coût total (excluant le fonds de prévoyance et les provisions pour activités après la cessation d'exploitation) pour cette catégorie de coûts et elle a basé son estimation sur ce scénario.

**Trans Mountain**

Trans Mountain a indiqué avoir utilisé une méthode différente de celle de la valeur du facteur de coût dans cette catégorie. Elle a utilisé une approche ascendante pour calculer les coûts des catégories Gestion de projet, Ingénierie et arpentage, Gestion de chantier et inspection, lesquels donnent ensemble environ 12 % du total des coûts d'ingénierie et de construction. La société a indiqué que l'approche utilisée représente fidèlement les coûts escomptés et qu'elle constitue une méthode raisonnable d'estimation pour cette catégorie de coûts.

**TransCanada**

TransCanada a dit que les coûts de gestion de projet, d'ingénierie et de gestion de construction se montent à 5 % des coûts globaux de la cessation d'exploitation. Elle a précisé s'être inspirée de son expérience historique des projets d'entretien de pipeline pour établir ces coûts.

**Trans-Nord**

Trans-Nord a indiqué avoir utilisé les hypothèses de référence pour établir ses estimations dans cette catégorie de coûts.

**Westcoast**

Westcoast a appliqué un facteur de 10 % du total des éléments de coût de cessation d'exploitation, sauf la provision pour activités après la cessation (catégorie de coûts 3b) et le fonds de prévoyance (catégorie de coûts 7). Westcoast a indiqué que ce facteur reflète les économies d'échelle réalisées lors de la cessation d'exploitation de grands pans du réseau pipelinier et qu'il concorde avec son expérience des grands projets.

*Opinion de l'Office*

L'Office juge raisonnables les estimations pour lesquelles les demandeurs ont utilisé le facteur de coût de référence de 5 % dans cette catégorie de coûts (Enbridge, Kinder Morgan, Trans-Nord et TransCanada). Là où les demandeurs (Alliance, Trans Mountain et Westcoast) se sont écartés du facteur de coût de référence, ils ont fourni des motifs

suffisants fondés sur leur expérience passée ou sur une analyse rigoureuse pour justifier leurs estimations. En conséquence, l'Office estime que les coûts estimatifs déposés par tous les demandeurs pour la catégorie de coûts Ingénierie et gestion de projet sont raisonnables comme point de départ pour estimer les coûts futurs de ces activités. L'Office approuve donc les coûts qui ont été déposés.

## 4.2 Préparation en vue de la cessation d'exploitation

Dans le tableau A-3, la catégorie de coûts Préparation en vue de la cessation d'exploitation comprend ce qui suit :

- Accès aux terres et nettoyage : droits d'accès et permis, aire de travail provisoire, dommages, remise en place des repères géodésiques, étude de l'état définitif, mise à jour du SIG, droits de rejet.
- Purge et nettoyage du pipeline : pompage ou réduction du volume de gaz; raclage, nettoyage et purge de canalisation, y compris les passes de racleurs avant le nettoyage, isolation des sections de canalisation, vérification de la propreté de la conduite, passes de racleurs finales, stockage et élimination des déchets, vérification de la propreté (essais et analyse).

Le tableau A-3 présente également les coûts unitaires de référence pour la préparation en vue de la cessation d'exploitation ayant des plages inférieure et supérieure en fonction de facteurs tels que le terrain et le produit transporté. Les coûts unitaires de référence pour la préparation de la cessation d'exploitation varient également en fonction du diamètre de pipeline. Les plages varient de 4 000 $ à 6 000 $ du kilomètre pour les pipelines de petit diamètre, de 6 000 $ à 16 000 $ du kilomètre pour les pipelines de diamètre moyen et de 12 000 $ à 18 000 $ du kilomètre pour les pipelines de grand diamètre.

***Opinions des demandeurs***

**Alliance**

D'après Alliance, comme son pipeline traverse un terrain essentiellement plat, les coûts moyens de cessation d'exploitation se situeront généralement dans la plage inférieure des coûts unitaires de référence. Alliance a proposé des coûts unitaires de 3 150 $ du kilomètre pour l'accès aux terres et le nettoyage, et de 7 500 $ du kilomètre pour la purge et le nettoyage du pipeline.

**Enbridge**

Enbridge a indiqué avoir utilisé la portée des travaux de référence pour cette catégorie de coûts et établi des estimations de coûts spécifiques à Enbridge en fonction du terrain où se trouve le pipeline (terrain plat) et du produit transporté (hydrocarbures liquides). Enbridge a précisé que ses coûts sont estimés en fonction de l'équation diamètre-pouce-kilomètre. Comme son réseau est constitué principalement de conduites de grand diamètre, ses coûts unitaires pour cette catégorie se situent dans la partie supérieure de la plage de référence. Pipelines Enbridge et Enbridge NW ont proposé un coût de 500 $ par diamètre-pouce-kilomètre dans cette catégorie.

**Kinder Morgan**

Kinder Morgan a dit avoir inclus dans cette catégorie de coûts les activités environnementales, la préparation du terrain, la purge et le nettoyage du pipeline. Sur la base des récentes activités de purge, Kinder Morgan a estimé que les coûts unitaires du kilomètre sont pertinents pour estimer les coûts du matériel de purge, mais que le coût des autres activités associées aux travaux est un coût de mise en œuvre unique pour la purge du pipeline au complet. Kinder Morgan a estimé le coût global à 295,60 $ du kilomètre sur la base des récentes activités de purge le long du pipeline Cochin.

**Trans Mountain**

Trans Mountain a indiqué que la préparation en vue de la cessation d'exploitation comprend les activités requises pour purger et nettoyer le pipeline, et que ces activités sont de même nature que celles qui visent à préparer un pipeline en service pour le découpage de tronçons, les raccords et la désaffectation. Trans Mountain a inclus ce qui suit dans la portée des travaux prévus pour cette catégorie de coûts : l'évaluation environnementale, l'accès aux terres, l'acquisition d'aires de travail provisoires, la ventilation du pipeline nettoyé pour réduire la pression, l'élimination des déchets et la vérification de la propreté. Trans Mountain a proposé un coût unitaire d'environ 16 900 $ du kilomètre.

**TransCanada**

Concernant les travaux de purge et de nettoyage, TransCanada a indiqué que ses estimations comprenaient les coûts liés aux activités suivantes : réduction de pression du pipeline à l'aide d'un compresseur de soutirage et évacuation du gaz résiduel dans l'atmosphère; retrait de tous les liquides présents dans la conduite au moyen d'un racleur bidirectionnel en employant de l'air ou du gaz comme moyen de pression; s'il y a lieu, passe de racleur supplémentaire. TransCanada a souligné que toutes les méthodes et normes de nettoyage seraient conformes à la clause 10.16.2 de la norme Z662, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*, de l'Association canadienne de normalisation.

TransCanada a précisé que les coûts estimatifs de purge et de nettoyage reposent sur son expérience passée et récente des activités de nettoyage de pipelines. Elle a dit avoir réalisé des activités de ce type sur plusieurs tronçons différents et divers diamètres de conduite de son réseau pipelinier, en particulier dans le cadre de la portée des travaux associés au transfert de la canalisation principale 100-1 de TransCanada au projet pipelinier Keystone. TransCanada a cité un autre projet récent prévoyant le nettoyage d'une section de 30 km de pipeline NPS 20 sur sa canalisation principale en Ontario. TransCanada a conclu que ces projets pouvaient servir de base raisonnable pour extrapoler les coûts de purge et de nettoyage.

TransCanada a proposé des coûts approximatifs liés à la préparation en vue de la cessation d'exploitation de 5700 $ à 16 600 $ pour TransCanada PipeLines, de 15 100 $ du kilomètre pour TransCanada Keystone, de 16 100 $ pour Foothills, de 4900 $ à 13 900 $ pour TQM, et de 4700 $ à 14 500 $ pour NGTL.

**Trans-Nord**

Trans-Nord a indiqué avoir appliqué des coûts unitaires se situant dans la partie inférieure de la plage de référence. Elle a précisé avoir choisi la partie inférieure de la plage de référence pour ses estimations parce que ces coûts sont ceux qui reflètent le mieux le type de produit transporté

(produits raffinés) et le type de terrain (terrain plat) traversé par le pipeline. Trans-Nord a estimé à 4 000 $ et 6 000 $ du kilomètre le coût pour un pipeline de petit et de moyen diamètre respectivement.

**Westcoast**

Westcoast a dit qu'avant de cesser l'exploitation d'un pipeline, elle le purgerait et le nettoierait en suivant les recommandations du rapport de l'ACPÉ, indépendamment de l'utilisation qui est faite des terres. Les coûts de ce type concernent la préparation d'une section de canalisation entre deux stations auxiliaires ou de compression et ils ne varient pas en fonction du diamètre du pipeline. Westcoast a indiqué qu'une longueur de section fait généralement 40 km dans son réseau collecteur et 80 km dans son réseau de transport, et que les coûts de préparation du pipeline du kilomètre dans son réseau collecteur sont environ le double des coûts de préparation dans son réseau de transport. Westcoast a basé son estimation du facteur de coût unitaire pour cette catégorie de coûts sur son expérience des projets de remplacement de pipeline et des opérations de raclage. Westcoast a proposé des coûts de 7200 $ pour ses installations de collecte et de traitement, et de 3600 $ pour ses installations de transport.

***Opinion de l'Office***

L'Office juge raisonnables les estimations des demandeurs qui ont utilisé essentiellement des coûts unitaires dans les plages de référence pour les divers diamètres de pipeline dans leurs réseaux respectifs (Alliance, Trans Mountain, Trans-Nord et TransCanada).

L'Office constate qu'Enbridge a proposé ses coûts unitaires dans cette catégorie en fonction de l'équation diamètre-pouce-kilomètre, au lieu d'une somme d'argent par kilomètre pour chaque diamètre. Selon lui, les éléments et les méthodes utilisées par Enbridge aboutissent à un coût unitaire raisonnable.

Les demandeurs qui ont proposé des estimations inférieures à la plage de référence (Kinder Morgan et Westcoast) ont utilisé les coûts de purge et de nettoyage passés pour établir leurs estimations respectives. L'Office trouve raisonnable l'utilisation qui a été faite de ces coûts.

L'Office considère comme raisonnables les estimations de coûts déposées par tous les demandeurs dans la catégorie de coûts Préparation en vue de la cessation d'exploitation. Selon lui, ces coûts forment un point de départ raisonnable pour estimer les coûts futurs de ces activités. L'Office approuve donc ces coûts tels qu'ils ont été déposés.

## 4.3 Abandon élémentaire du pipeline sur place

La catégorie de coûts Abandon élémentaire du pipeline sur place s'applique à chaque kilomètre de pipeline laissé sur place. L'abandon élémentaire du pipeline sur place comprend, au sens que l'Office lui donne, l'installation de bouchons pour prévenir la circulation d'eau, l'enlèvement d'accessoires souterrains, le remblayage et la remise en état des lieux de creusement. Les coûts unitaires varient de 10 000 $ à 25 000 $ du kilomètre, la plage supérieure s'appliquant au terrain difficile qui peut nécessiter des bouchons plus fréquents.

*Opinions des demandeurs*

**Alliance**

Alliance a dit que les conduites enfouies seraient généralement laissées sur place d'une manière sûre et sans danger pour l'environnement. Alliance a ajouté que l'isolation et le remplissage des conduites aux croisements de routes et de voies ferrées, et le bouchage des conduites attenantes, permettront de prévenir le renardage. Alliance a inclus les coûts liés à ces activités dans la catégorie de coûts 4 (traitement particulier). Alliance a également estimé que l'isolation et le bouchage des conduites, là où les vannes de sectionnement de la canalisation principale sont retirées, permettront là aussi de prévenir le renardage. Alliance a inclus les coûts de ces activités dans la catégorie de coûts 6 (installations en surface).

Alliance a indiqué qu'au-delà de ces obstacles à l'écoulement des eaux, son estimation de coûts comprend une provision pour l'isolation et le bouchage du pipeline à tous les 10 km en moyenne, ce qui donne une provision pour les activités de segmentation à environ tous les 2 km. Alliance a incorporé une provision pour ces travaux dans son estimation et elle a proposé un coût unitaire de 6 400 $ du kilomètre pour la catégorie de coûts Abandon élémentaire du pipeline sur place. Selon elle, comme le terrain que traverse son pipeline est essentiellement plat, les coûts d'abandon moyens se situeront généralement dans la plage inférieure de coûts unitaires de référence.

**Enbridge**

Enbridge a dit que les activités de cette catégorie, au sens donné par l'Office, consistent à segmenter un pipeline pour prévenir la circulation d'eau. Enbridge a indiqué que les catégories 4 (traitement particulier) et 6 (installations en surface) incluent les activités de segmentation et les coûts afférents; c'est pourquoi elle n'a pas inclus de coûts pour la catégorie Abandon élémentaire du pipeline sur place. Enbridge a toutefois fait remarquer que les décisions finales concernant la segmentation du pipeline seront prises au moment de l'abandon proprement dit et qu'elles seraient fondées sur les résultats des évaluations des risques spécifiques aux sites.

Enbridge a ajouté que les distances moyennes approximatives entre les obstacles à l'écoulement de l'eau sur ses réseaux dont il est question dans la présente instance sont de 10,6 km pour le pipeline d'Enbridge NW et de 2,5 km pour les autres canalisations. En ce qui concerne Enbridge NW, la société a mentionné que l'hypothèse d'espacement général de 10,6 km est raisonnable, car la variabilité de l'utilisation des terres dans le nord est moindre que dans le sud (sol arable). De plus, le pergélisol discontinu limite la circulation de l'eau. Compte tenu de la provision qu'elle a prévue pour les activités de segmentation, Enbridge a dit que si l'installation de bouchons supplémentaires se révélait nécessaire pour des raisons spécifiques au site, ces coûts seraient négligeables et des fonds de réserve seraient disponibles au besoin.

**Kinder Morgan**

Kinder Morgan n'a pas inclus de coûts pour la catégorie Abandon élémentaire du pipeline sur place. Elle a dit qu'en raison des activités de segmentation aux vannes de sectionnement et des activités de découpage et de bouchage prévues à six des 118 franchissements de cours d'eau (soit 5 % du total des franchissements de cours d'eau), des bouchons supplémentaires n'étaient pas jugés nécessaires dans sa première estimation, en raison principalement du terrain plat que traverse son pipeline. Kinder Morgan a ajouté que les activités de segmentation aux vannes de

sectionnement étaient incluses dans la catégorie de coûts 6 (installations en surface) et que les activités de découpage et de bouchage à certains franchissements de cours d'eau étaient incluses dans la catégorie de coûts 4 (traitement particulier).

Kinder Morgan a ajouté que les activités de segmentation aux vannes de sectionnement à elles seules fourniraient une fréquence d'obstacles à l'écoulement de l'eau à tous les 16 à 22 km environ. La société a ajouté ne pas avoir tenu compte des lignes de délimitation des terrains pour déterminer si la distance entre les obstacles était appropriée.

**Trans Mountain**

Trans Mountain n'a pas inclus de coûts pour l'installation de bouchons afin de prévenir la circulation d'eau dans la catégorie de coûts Abandon élémentaire du pipeline sur place. Elle a toutefois inclus dans cette catégorie les coûts pour traitement particulier. Trans Mountain a indiqué que compte tenu du nombre de croisements de routes, de voies ferrées et de services, en plus du traitement particulier à appliquer aux plans d'eau traversés par son réseau, la cessation d'exploitation nécessiterait le découpage et le bouchage du pipeline à environ 3500 endroits. De plus, comme l'espacement entre ces endroits à découper et boucher est de 400 m en moyenne, il n'est pas nécessaire pour le moment d'inclure d'autres bouchons dans l'estimation.
Trans Mountain a fait remarquer qu'au moment de la cessation d'exploitation, peut-être même avant, une évaluation des risques pourrait être menée aux endroits à découper et boucher. Certains de ces endroits pourraient être jugés superflus et être remplacés par d'autres qui seraient plus pertinents dans les zones montagneuses que traverse le réseau Trans Mountain.

**TransCanada**

TransCanada a indiqué que l'installation de bouchons pour prévenir la migration de l'eau dans les pipelines laissés sur place serait inutile, car elle a supposé que son pipeline serait rempli de béton aux croisements de routes, de voies ferrées, de routes asphaltées et de routes en gravier dès lors que la conduite a un diamètre égal ou supérieur à 355,6 mm (NPS 14). TransCanada a inclus les coûts de cette activité dans la catégorie de coûts 4 (traitement particulier). TransCanada a également dit que la présence de nombreux croisements sur ses réseaux, combinée au retrait physique prévu du pipeline en certains endroits, suffirait pour prévenir le renardage.

TransCanada a indiqué que la distance entre les obstacles à l'écoulement de l'eau varierait d'environ 1 km sur sa canalisation principale à 5,9 km sur le réseau Foothills, mais que des évaluations propres au site seraient effectuées au moment de la cessation d'exploitation en ce qui concerne les activités de segmentation. TransCanada a dit que les estimations de coûts pour ces activités sont suffisamment prudentes pour permettre des variations du nombre de points de segmentation requis à la suite des évaluations propres au site effectuées au moment de la cessation.

**Trans-Nord**

Trans-Nord a dit avoir appliqué les coûts unitaires de référence à tous les segments de pipeline. Elle a ajouté que, conformément au scénario de référence, elle a déterminé le coût unitaire pour l'installation de bouchons en fonction du terrain que traverse le pipeline. Comme le terrain que traverse le réseau Trans-Nord est essentiellement plat, Trans-Nord a utilisé la partie inférieure de la plage de coûts unitaires de référence. Trans-Nord a précisé qu'il y avait des sections de terrain difficiles aux franchissements de cours d'eau navigables commercialement et qu'elles étaient

prises en compte dans ses estimations de coûts des franchissements de cours d'eau, qui sont couverts par la catégorie de coûts 4 (traitement particulier). Trans-Nord a estimé les coûts pour cette catégorie à 10 000 $ du kilomètre.

**Westcoast**

Westcoast a indiqué que les activités incluses dans son estimation pour cette catégorie de coûts se limitaient à l'installation de bouchons pour prévenir la circulation d'eau, vu que les coûts liés aux croisements sont couverts par la catégorie de coûts 4 (traitement particulier). Le retrait par Westcoast d'éléments souterrains est inclus dans la catégorie de coûts 6 (installations en surface). La société a ajouté que les activités de traitement aux croisements et les activités de retrait d'autres installations devraient limiter la circulation d'eau, vu que la distance moyenne entre ces activités de segmentation est d'environ 390 m sur le réseau Westcoast.

Pour tenir compte toutefois des secteurs où il y a risque de dégradation de l'environnement ou d'érosion des pentes en raison de la migration de l'eau se trouvant dans le pipeline, Westcoast a prévu d'installer des bouchons de mousse pour prévenir la circulation d'eau selon la méthode préconisée dans le rapport de l'ACPÉ. Selon Westcoast, bien que le coût du matériau de remplissage varie directement en fonction du volume requis et donc du diamètre de la conduite, ce coût comprend une petite partie seulement du coût total pour ce facteur de coût unitaire, dont la majeure partie ne varie pas en fonction du diamètre de la conduite. En conséquence, Westcoast a utilisé une estimation de coûts unitaires uniques de 270 $ du kilomètre de pipeline laissé sur place, tous diamètres confondus.

***Opinions des intervenants***

Certains intervenants ont mis en doute l'efficacité des activités de segmentation proposée par les demandeurs pour prévenir la circulation d'eau. Des intervenants se sont également dits préoccupés par la fréquence de la segmentation, en raison du transport possible de contaminants le long des pipelines des demandeurs. Certains intervenants craignent d'être tenus responsables des effets que le renardage résultant de canalisations abandonnées puissent avoir sur les terrains avoisinants. La MPLA a fait remarquer qu'un pipeline bouché risque d'éclater si l'eau stagnante présente dans le pipeline gèle, ce qui rend la méthode de bouchage inefficace pour éviter que le pipeline abandonné cause du renardage.

***Opinion de l'Office***

La principale activité envisagée dans la catégorie de coûts Abandon élémentaire du pipeline sur place est l'atténuation de la circulation d'eau non désirée dans un pipeline laissé sur place. C'est pourquoi, dans le cadre de son évaluation pour cette catégorie de coûts, l'Office s'est demandé si les demandeurs ont raisonnablement prévu des activités de segmentation de façon à atténuer la circulation d'eau non désirée de manière appropriée. L'Office s'est ensuite demandé si les demandeurs ont estimé raisonnablement les coûts pour les activités de segmentation à mener à intervalles réguliers.

**Provision pour activités de segmentation**

La plupart des demandeurs ont indiqué que la segmentation serait finalisée au moment de la cessation d'exploitation et qu'elle serait fonction des résultats d'une évaluation propre au site. L'Office convient qu'une évaluation propre au site aiderait à déterminer des

intervalles spécifiques entre les activités de segmentation préalablement à la cessation d'exploitation d'un pipeline en particulier. L'Office estime toutefois que tant qu'une analyse propre au site n'a pas été effectuée, l'approche la plus sensée serait que les estimations des demandeurs incluent une approximation satisfaisante de la distance entre les activités de segmentation. Malgré les méthodes différentes utilisées par les demandeurs pour déterminer un intervalle approprié entre les activités de segmentation, la plupart des propositions varient de 400 m à 6 km environ. Eu égard à la preuve produite dans la présente instance, l'Office convient qu'une distance de 400 m ou à peu près est nécessaire dans le cas des pipelines qui traversent un terrain ou un secteur plus accidenté doté d'une infrastructure plus importante (routes et voies ferrées par exemple) mais qu'une distance plus grande entre les activités de segmentation peut s'avérer nécessaire dans d'autres cas. En conséquence, l'Office estime qu'une distance raisonnable entre les activités de segmentation pourrait varier de 400 m à 6 km.

Enbridge NW a proposé une distance de 10,6 km entre les activités de segmentation. Elle l'a justifiée par le fait que l'utilisation des terres est moins variée dans le nord que dans le sud. Bien que ce chiffre se situe en dehors de la plage susmentionnée, l'Office accepte cette justification et juge raisonnable la proposition de 10,6 km pour Enbridge (NW).

La distance proposée par Kinder Morgan entre les activités de segmentation aux vannes de sectionnement varie de 16 à 22 km, sans compter les six activités supplémentaires prévues pour les franchissements de cours d'eau. L'Office constate que la distance proposée ici dépasse de beaucoup celles qui sont proposées par d'autres demandeurs. À l'appui de sa méthode, Kinder Morgan a fait valoir qu'une obturation supplémentaire n'était pas jugée nécessaire dans sa première estimation, compte tenu notamment du terrain plat que traverse son pipeline. L'Office n'est pas convaincu par cette justification, ni par la proposition voulant que le pipeline soit laissé sur place sur tout son réseau, ni par le traitement particulier proposé pour 5 % des franchissements de cours d'eau. En conséquence, l'Office juge que la distance proposée par Kinder Morgan entre les activités de segmentation n'est pas raisonnable.

Tel qu'il l'a mentionné plus haut, l'Office estime qu'une distance de 400 m à 6 km entre les activités de segmentation est raisonnable. Eu égard aux motifs énoncés plus haut, l'Office est d'avis qu'une distance comprise dans cette plage constitue aussi un point de départ raisonnable, prudent et adéquat pour Kinder Morgan. L'Office constate que les estimations de coûts seront réexaminées périodiquement (au moins tous les cinq ans). Kinder Morgan pourra donc avancer de nouvelles preuves justifiant une distance différente entre les activités de segmentation lors de l'examen périodique de ses estimations de coûts. Comme le soulignait l'Office dans les Motifs de décision RH-2-2008, les examens périodiques auront également pour effet d'atténuer le prélèvement excessif ou insuffisant de fonds.

L'Office conclut que les approches de la segmentation proposées par Alliance, Enbridge, TransCanada, Trans Mountain, Trans-Nord et Westcoast sont raisonnables. Il ordonne à Kinder Morgan d'inclure dans ses coûts estimatifs une provision pour activités de segmentation à une distance variant de 400 m à 6 km, tel qu'il est décrit ci-dessous.

**Coûts des activités de segmentation**

Tous les demandeurs ont proposé des coûts pour mener des activités de segmentation dans une certaine mesure. Certains (Enbridge et TransCanada) étaient d'avis que les activités de segmentation proposées dans d'autres catégories de coûts sont appropriées, de sorte qu'il n'est pas nécessaire de prévoir des fonds supplémentaires pour cette catégorie de coûts. D'autres demandeurs (Trans Mountain) ont inclus des coûts pour traitement particulier dans cette catégorie de coûts, faisant valoir que ces activités de segmentation étaient suffisantes de sorte qu'il n'était pas nécessaire de procéder à une obturation supplémentaire. L'Office juge raisonnables les approches proposées par Enbridge, TransCanada et Trans Mountain. Il convient qu'il n'est pas nécessaire d'ajouter des coûts à ceux qui ont été estimés par ces demandeurs. Pour l'évaluation que l'Office a faite des coûts proposés par Trans Mountain pour le traitement particulier, prière de se reporter à la section 4.4.

Alliance et Westcoast ont proposé des activités de segmentation dans les catégories de coûts 4 (traitement particulier) et 6 (installations en surface). Ces demandeurs ont néanmoins inclus l'ajout d'une certaine quantité d'obturations dans cette catégorie de coûts. Après avoir examiné les coûts inclus dans cette catégorie, l'Office juge qu'ils sont raisonnables. L'Office approuve les estimations déposées par Alliance et Westcoast pour cette catégorie de coûts.

Trans-Nord a appliqué la méthode et les coûts de référence pour cette catégorie de coûts. L'Office considère raisonnable les coûts proposés par Trans-Nord pour cette catégorie de coûts et il approuve les estimations déposées par Trans-Nord.

Kinder Morgan n'a pas inclus de coûts dans cette catégorie de coûts. Elle a dit que cela n'était pas nécessaire en raison des activités de segmentation à effectuer aux vannes de sectionnement (saisies dans la catégorie de coûts 6, Installations en surface) et des activités de découpage et de bouchage prévues à six franchissements de cours d'eau (incluses dans la catégorie de coûts 4, Traitement particulier). Compte tenu de sa décision concernant le caractère raisonnable de la distance proposée par Kinder Morgan entre les activités de segmentation, l'Office juge que Kinder Morgan doit inclure les coûts pour tenir compte d'une segmentation plus fréquente.

L'Office ordonne donc à Kinder Morgan de déposer à nouveau des coûts estimatifs qui incluent des coûts pour les activités de segmentation à une distance variant de 400 m à 6 km au plus tard le 16 avril 2013. Kinder Morgan devra justifier la distance qu'elle aura choisie. Les coûts des activités de segmentation doivent être calculés sur la base du coût unitaire soumis par Kinder Morgan pour les activités de découpage et de bouchage aux franchissements de cours d'eau. Si Kinder Morgan estime qu'un coût différent serait plus approprié pour ces activités de segmentation, elle devra également expliquer pourquoi.

L'Office prend acte des préoccupations des propriétaires fonciers concernant la segmentation et la responsabilité civile éventuelle associée aux pipelines laissés sur place qui risquent de causer du renardage et d'entraîner une contamination. L'Office considère légitimes leurs préoccupations. Pour les motifs énoncés plus haut toutefois, l'Office estime que les estimations des demandeurs (à l'exception de Kinder Morgan) en ce qui concerne la segmentation constituent un point de départ raisonnable. Les demandeurs ne devraient toutefois pas conclure, à cause de l'approbation de l'Office, que l'approche

actuelle de l'atténuation de la circulation d'eau sera indéfiniment acceptable à ses yeux. L'Office estime qu'il faudrait effectuer des recherches sur les activités de segmentation pour vérifier l'efficacité des technologies proposées et pour trouver de meilleures technologies et, si possible, des solutions aux préoccupations exprimées par les propriétaires fonciers dans la présente instance. L'Office s'attend en outre à ce que les demandeurs fournissent plus d'information pour pouvoir examiner ces questions de façon plus éclairée lors du prochain examen des coûts estimatifs.

## 4.4 Traitement particulier

Le tableau A-3 inclut dans cette catégorie le découpage, le bouchage et le remplissage au moyen de matière cellulaire aux lieux de croisement de routes, de voies ferrées et de services. Au tableau A-3, l'Office a signalé qu'en attendant des éclaircissements de l'ONÉ sur les différences possibles entre le traitement par défaut aux franchissements de cours d'eau et autres franchissements, les parties devraient utiliser la partie inférieure de la plage établie pour les croisements de routes, de voies ferrées et de services pour les franchissements de cours d'eau et autres franchissements. Les coûts unitaires de référence pour cette catégorie de coûts varient de 30 000 $ à 85 000 $ par croisement selon le diamètre de pipeline.

***Opinions des demandeurs***

Pour tout renseignement concernant les hypothèses d'ordre physique des demandeurs sur les croisements de routes, voies ferrées et services et sur les franchissements de cours d'eau, prière de se reporter au chapitre 3.

**Alliance**

Alliance a dit qu'un pipeline laissé sur place avec traitement particulier (c.-à-d. une conduite se trouvant au croisement d'une route ou d'une voie ferrée) est censé être isolé et rempli de matière cellulaire, comme du béton. Les conduites attenantes à ces lieux de croisement devraient être bouchées.

Les coûts unitaires par croisement proposés par Alliance varient de 15 400 $ pour les conduites de petit diamètre à 51 400 $ pour celles de plus grand diamètre.

**Enbridge**

Pour estimer les coûts dans cette catégorie, Enbridge a indiqué avoir créé des estimations ascendantes en fonction des coûts historiques de son programme d'excavation et de son outil d'estimation des excavations exclusif. Enbridge a proposé des coûts unitaires pour la catégorie de coûts Traitement particulier dans la partie inférieure de la plage de référence et en dessous. Enbridge a ajouté que, bien que l'Office ait fourni une plage de coûts pour les pipelines de petit à grand diamètre, elle a déterminé que les écarts sont moins importants pour cette catégorie que pour d'autres; c'est pourquoi les coûts d'Enbridge sont plus près des coûts énoncés par l'Office pour les pipelines de petit diamètre.

Pipelines Enbridge et Enbridge NW, pour cette catégorie de coûts, a estimé à 1331 $ par diamètre-pouce-croisement le coût des activités de découpage, de bouchage et de remplissage aux croisements de routes, de voies ferrées et services, et à 989 $ par diamètre-pouce-croisement le coût des activités de découpage et de bouchage aux franchissements de cours d'eau.

**Kinder Morgan**

Kinder Morgan n'a pas prévu de coûts pour traitement particulier aux croisements de routes et de voies ferrées. Forte de son expérience de cessation d'exploitation d'un réseau pipelinier de 10 po et 12 po de diamètre, Kinder Morgan a dit n'avoir aucune raison de croire qu'il y aurait des problèmes pour ces types de croisement. Sur la base d'une évaluation théorique des 118 franchissements de cours d'eau que traverse son réseau pipelinier, Kinder Morgan a supposé que 5 % de ces franchissements devraient être découpés, bouchés et remplis, soit un total de six sites. Le coût estimé par Kinder Morgan pour cette activité est de 25 000 $ par site.

**Trans Mountain**

Trans Mountain a présenté sa méthode pour estimer les coûts du traitement particulier, qui comprend l'élaboration d'estimations semi-détaillées des travaux à réaliser à différents types de croisement.

Trans Mountain a dit que le traitement particulier n'était pas ventilé ni catégorisé sous forme de coût individuel, mais qu'il est regroupé avec les coûts des autres activités de cessation d'exploitation. Trans Mountain a souligné notamment que dans la catégorie de coûts 3a (Abandon élémentaire du pipeline sur place), elle avait considéré les croisements du pipeline à certaines infrastructures, comme les routes, voies ferrées et services, et certaines zones écosensibles, comme les franchissements de cours d'eau. Trans Mountain a indiqué qu'un traitement particulier sera effectué à tous les 1255 croisements de routes, voies ferrées et services qui portent un nom et à 355 des 929 franchissements de cours d'eau (38,2 % de l'ensemble).

Trans Mountain a estimé qu'il en coûterait entre 13 170 $ et 35 860 $ par croisement.

**TransCanada**

TransCanada a indiqué que ses estimations de coûts pour tous les croisements nécessitant un traitement particulier sont fondées sur des propositions de coûts obtenues d'un fabricant représentatif de produits de béton et incluent le coût des pompes à béton, montées sur camion ou transportées sur le chantier. TransCanada a ajouté que ces estimations comprennent également les coûts liés au découpage et au bouchage des conduites.

TransCanada a proposé une plage de coûts pour les activités aux croisements variant de 1 342 000 $ à 3 443 000 $ du kilomètre pour TransCanada PipeLines; de 1 187 000 $ à 2 352 000 $ du kilomètre pour TransCanada Keystone; de 1 775 000 $ à 2 704 000 $ du kilomètre pour Foothills; de 206 000 $ à 2 494 000 $ du kilomètre pour TQM, et de 1 076 000 $ à 5 957 000 $ du kilomètre pour NGTL.

**Trans-Nord**

Trans-Nord a dit que des vannes de sectionnement et des clapets de retenue se trouvent de chaque côté des principaux franchissements de cours d'eau et que les coûts d'enlèvement de ces installations sont inclus dans la catégorie de coûts 6 (installations en surface).

Trans-Nord a affirmé avoir utilisé la partie inférieure de la plage de référence pour les coûts de traitement particulier en raison de la proximité des sources de matériau de remblayage par rapport à son réseau pipelinier. Trans-Nord a estimé que le coût par croisement varierait entre 30 000 $ pour le pipeline de petit diamètre et 35 000 $ pour le pipeline de moyen diamètre.

**Westcoast**

Westcoast a indiqué que ses coûts unitaires ont été établis à partir d'estimations techniques par activités en utilisant des données provenant de projets comparables déjà réalisés par Westcoast, et à partir d'estimations d'entrepreneurs. Westcoast a estimé que les coûts unitaires de traitement particulier varieraient entre 15 000 $ à 38 900 $ par croisement.

***Opinion de l'Office***

Comme il l'a mentionné au chapitre 3, l'Office juge raisonnables les hypothèses proposées par les demandeurs pour les croisements de routes, voies ferrées et services.

En ce qui concerne les hypothèses formulées par les demandeurs sur les franchissements de cours d'eau, l'Office constate que diverses hypothèses ont été proposées. Par exemple, Alliance a proposé l'abandon sur place sans traitement particulier. Enbridge, TransCanada, Trans-Nord et Westcoast n'ont pas proposé de remplir le pipeline de matériau cellulaire, mais plutôt de le découper puis de le boucher, alors que Kinder Morgan et Westcoast ont proposé un traitement particulier à certains croisements et l'abandon sur place (sans traitement particulier) pour le reste du pipeline. L'Office est d'avis que les décisions concernant le traitement particulier à un franchissement de plan d'eau donné sont par nature propres au pipeline et propres au site. L'Office estime également qu'au moment de la cessation d'exploitation il peut y avoir une certaine flexibilité quant à l'emplacement des activités de segmentation. Une telle flexibilité résulterait de la proximité des croisements les uns par rapport aux autres, par exemple, la présence d'un plan d'eau à côté d'un croisement de route. De pareilles situations pourraient permettre une réduction du nombre d'activités de segmentation. Compte tenu de la flexibilité qui existe quant à l'emplacement des activités de segmentation, l'Office estime que les hypothèses formulées par les demandeurs pour les franchissements de cours d'eau sont suffisantes. L'Office juge raisonnables les hypothèses proposées par les demandeurs pour la sous-catégorie « Autres croisements – Franchissements de cours d'eau ».

Outre les hypothèses formulées par les demandeurs pour les croisements de routes, voies ferrées et services et pour les franchissements de cours d'eau, l'Office a examiné les coûts estimatifs des demandeurs pour traitement particulier à ces croisements. Trans-Nord a utilisé les coûts unitaires de référence. L'Office juge raisonnables pour le moment les coûts unitaires de Trans-Nord. Les estimations de tous les autres demandeurs débordent essentiellement de la plage de référence. L'Office est toutefois d'avis que les estimations de ces demandeurs ont été suffisamment justifiées, sous forme d'estimations semi-détaillées, d'estimations d'entrepreneurs ou d'expérience accumulée par l'entreprise. L'Office juge donc raisonnables les estimations déposées par Alliance, Enbridge, Kinder Morgan, TransCanada, Trans Mountain et Westcoast pour la catégorie de coûts Traitement particulier. Selon lui, ces estimations constituent un point de départ raisonnable pour estimer les coûts de ces activités dans l'avenir. L'Office approuve les estimations déposées par tous les demandeurs dans cette catégorie.

L'Office constate que diverses approches et divers coûts ont été proposés pour cette catégorie de coûts. Cela montre selon lui la nécessité d'une étude en collaboration dans ce domaine. L'Office encourage tous les demandeurs à unir leurs efforts pour déterminer

les pratiques les plus sûres et les plus efficaces qui permettront d'établir les futurs coûts estimatifs.

## 4.5 Retrait du pipeline

Cette catégorie de coûts s'applique à tous les pipelines devant être enlevés suivant les hypothèses de référence, par exemple, ceux qui se trouvent dans une zone de mise en valeur éventuelle. En plus des coûts d'enlèvement, cette catégorie renferme les coûts liés au remblayage de la tranchée et à la remise en état du terrain, y compris les activités suivantes : enlèvement des obstacles et décapage de la couche arable, excavation, découpage et bouchage des pipelines, découpage des sections de canalisation et empilage des joints de tubes, chargement et transport des tubes enlevés, élimination des tubes, revêtement et installations connexes, remblayage et compactage, remise en état et réhabilitation, installation de clôtures et nettoyage, décompaction des sols, remise en végétation et inspection des activités d'enlèvement. Au tableau A-3, l'Office a présenté des plages de coûts unitaires par kilomètre pour l'enlèvement de pipelines de petit diamètre (de 100 000 $ à 250 000 $), de moyen diamètre (de 300 000 $ à 800 000 $) et de grand diamètre (de 450 000 $ à 900 000 $).

***Opinions des demandeurs***

**Alliance**

Alliance a proposé des coûts unitaires pour l'enlèvement du pipeline qui se situent dans les plages de coûts unitaires de référence. Dans cette catégorie, Alliance a estimé ses coûts à 320 000 $ et 480 000 $ du kilomètre pour les pipelines de moyen et grand diamètre respectivement.

**Enbridge**

Pipelines Enbridge a proposé sa méthode d'estimation des coûts de retrait de pipeline, qui consiste notamment à modifier les données sur les coûts provenant de récents projets de construction pour simuler la portée de l'enlèvement du pipeline, et à créer une estimation de coûts ascendante à l'aide de son outil d'estimation des coûts exclusif aux fins de validation.

Pipelines Enbridge a dit que d'après son expérience les estimations du scénario de référence pour l'enlèvement et le remblayage du pipeline reflètent plus le coût de construction d'un pipeline que le coût de cessation d'exploitation. Pour établir ses coûts estimatifs, Pipelines Enbridge a supprimé ou réduit les éléments qui sont propres aux activités de construction. Même si les coûts estimatifs qui en résultent sont inférieurs à la plage de référence, Pipelines Enbridge a estimé que la rigueur avec laquelle les estimations ont été établies justifie l'écart par rapport à la plage de référence.

Enbridge NW n'a pas soumis de données dans la catégorie de coûts Retrait du pipeline, alors que Pipelines Enbridge a proposé un coût de 7273 $ par diamètre-pouce-kilomètre dans cette catégorie.

**Kinder Morgan**

Kinder Morgan n'a proposé aucun retrait de pipeline à la cessation d'exploitation vu l'absence de projets de mise en valeur éventuelle aux sites longeant son pipeline et l'absence d'autres secteurs

nécessitant une attention particulière pour l'enlèvement du pipeline. En conséquence, Kinder Morgan n'a pas déposé de coûts dans la catégorie Retrait du pipeline.

**Trans Mountain**

Trans Mountain a dit que les tâches assignées à cette catégorie de coûts concordent avec celles du tableau A-3. Les activités d'enlèvement du pipeline examinées comprennent le creusement, le découpage et le transport des conduites et leur remblayage, ainsi que les étapes intermédiaires nécessaires pour mener ces activités. Les coûts de remise en état de l'emprise sont également inclus dans les estimations. Outre les coûts d'enlèvement du pipeline, Trans Mountain a estimé la valeur de récupération. Elle a reconnu que le scénario de référence ne comprend pas la valeur de récupération et elle a jugé approprié de l'inclure dans son estimation. Trans Mountain établit la valeur de récupération à environ 0,9 % du coût total du retrait d'un pipeline.

Trans Mountain a estimé cette catégorie de coûts à 560 000 $ du kilomètre de pipeline enlevé.

**TransCanada**

TransCanada a indiqué que ses coûts estimatifs pour l'enlèvement du pipeline et la remise en état des terres sont généralement fondés sur une expérience réelle du remplacement de pipelines là où les vieilles conduites doivent être physiquement retirées avant d'en installer de nouvelles, ainsi que sur son expérience des travaux de restauration et de remise en état après l'installation de pipelines. TransCanada a souligné que, d'après son expérience, le retrait de pipeline est moins coûteux que la construction.

TransCanada a donné quatre exemples de projets récents de remplacement de pipeline (réalisés au cours des 10 à 15 dernières années) qui, selon elle, constituent une base raisonnable pour extrapoler les coûts associés aux activités d'enlèvement.

TransCanada a proposé la plage de coûts suivante pour l'enlèvement de ses pipelines et les activités connexes : de 198 100 $ à 386 900 $ du kilomètre pour TransCanada PipeLines; de 204 500 $ à 303 700 $ du kilomètre pour TransCanada Keystone; de 255 400 $ à 368 200 $ du kilomètre pour Foothills; de 186 000 $ à 394 400 $ du kilomètre pour TQM, et de 104 100 $ à 322 400 $ du kilomètre pour NGTL.

**Trans-Nord**

Trans-Nord a indiqué que le coût unitaire pour cette catégorie de coûts était établi sur la base des coûts réels (corrigés en fonction de l'inflation). Trans-Nord a dit que l'examen des coûts d'enlèvement de pipeline pour son latéral Prescott (NPS 10), exprimés en dollars d'aujourd'hui, a révélé que ces coûts étaient bien en deçà du scénario de référence. Trans-Nord a en outre appliqué les facteurs de diamètre à d'autres diamètres de pipeline que l'on trouve sur son réseau pour établir les coûts unitaires.

Les coûts unitaires spécifiques au pipeline de Trans-Nord pour les conduites de petit et moyen diamètre s'établissaient respectivement à 25 000 $ et 75 000 $ du kilomètre.

**Westcoast**

Les coûts unitaires de Westcoast pour l'enlèvement du pipeline comprennent des provisions pour ce qui suit : terre supplémentaire devant servir à remblayer la tranchée préalablement remplie par le pipeline censé être enlevé; remplacement de la couche arable; remise en végétation de

l'emprise, et dédommagement des propriétaires fonciers pour deux années de perte de récolte ou de pâturage.

Westcoast a indiqué que ses coûts d'enlèvement de pipeline ont été établis en appliquant les coûts unitaires de son entrepreneur pour l'équipement et la main-d'œuvre à la portée des travaux visés par le retrait. Westcoast a dit avoir affiné ses estimations après avoir participé à l'atelier technique qui a mené à l'établissement de la plage de coûts de référence. Westcoast a indiqué que ses coûts unitaires pour l'enlèvement du pipeline sont inférieurs à la plage de référence pour les conduites de moyen ou grand diamètre.

Westcoast a estimé le coût de l'enlèvement de pipeline et des activités connexes à 250 000 $, 269 000 $ et 330 000 $ du kilomètre pour les pipelines de petit, moyen et grand diamètre respectivement.

***Opinion de l'Office***

L'Office note que les demandeurs ont déposé des coûts estimatifs pour le retrait de pipeline dans certaines, mais pas toutes les catégories d'utilisation des terres envisagées dans les hypothèses de référence, par exemple la catégorie de terres non agricoles avec mise en valeur éventuelle.

Alliance et Trans Mountain ont déposé des coûts unitaires pour la catégorie de coûts Retrait du pipeline qui se situent dans la plage de référence. L'Office juge donc raisonnables les coûts unitaires de ces demandeurs et les approuve tels quels.

Trans Mountain a supposé une valeur de récupération de 0,9 % des coûts d'enlèvement du pipeline. L'Office constate que le scénario de référence suppose une valeur de récupération nulle. L'Office est d'avis que l'inclusion de cette valeur de récupération est secondaire dans le contexte des estimations de l'ensemble des coûts de cessation d'exploitation de Trans Mountain et c'est pourquoi il accepte l'approche suggérée à l'égard de la valeur de récupération.

Pipelines Enbridge, TransCanada, Trans-Nord et Westcoast ont déposé des estimations se situant en dehors de la plage de référence pour cette catégorie de coûts. L'Office estime toutefois que ces demandeurs ont fourni des motifs suffisants pour justifier leurs estimations sous forme d'estimations ascendantes, de coûts de remplacement ou d'enlèvement de pipeline par le passé ou de coûts de construction modifiés. L'Office accepte donc leurs coûts estimatifs pour la catégorie Retrait du pipeline, car ils constituent selon lui un point de départ raisonnable pour estimer les coûts futurs de ces activités. L'Office approuve ces coûts tels quels.

Kinder Morgan et Enbridge NW n'ont pas déposé de coûts estimatifs pour l'enlèvement de pipeline. Ces deux sociétés n'ont que des pipelines de petit diamètre. Tel qu'il est mentionné au chapitre 3, l'Office a déterminé que l'hypothèse de retirer 0 % de pipelines de petit diamètre est acceptable. Compte tenu de ce qui précède, l'Office juge raisonnable l'approche de Kinder Morgan et d'Enbridge NW pour la catégorie de coûts Retrait du pipeline.

Enbridge NW n'a pas présenté de coûts estimatifs pour l'enlèvement de pipeline, car tous ses pipelines sont de petit diamètre ou correspondent à une catégorie d'utilisation des terres supposant l'abandon sur place de la canalisation selon les hypothèses de référence.

## 4.6 Installations en surface

Le tableau A-3 définit la catégorie de coûts Installations en surface comme étant la catégorie comprenant ce qui suit : purge et nettoyage des conduites et éléments fabriqués, remise en état des lieux (assainissement des endroits contaminés, reprise des contours, remplacement de la terre arable, remise en végétation), démolition (s'il y a lieu), enlèvement du matériel et des réservoirs souterrains connexes. Les coûts unitaires de cette catégorie de coûts comprennent le rétablissement du terrain à un état aussi proche que possible de celui des terres avoisinantes. Cela exclut la valeur de toute installation en surface pouvant être récupérée et réutilisée. Le tableau A-3 (annexe IV) énonce les coûts unitaires pour tout un éventail d'installations, mais il précise que la liste des installations n'est pas exhaustive et que les sociétés doivent également produire des estimations pour d'autres installations ne figurant pas sur la liste.

***Opinions des demandeurs***

Le chapitre 3 explique en détail les hypothèses des demandeurs relatives aux aspects physiques des installations en surface.

**Alliance**

Alliance a dit que ses coûts unitaires pour les installations en surface énumérées dans le scénario de référence se situaient dans les plages de coûts unitaires de référence. Elle a a jouté que son estimation a été établie de manière ascendante à l'aide de prévisions relatives à chaque élément du prix de revient, qui sont propres à Alliance. Par exemple, elle a prévu des coûts de 26 800 $ par vanne de sectionnement de canalisation principale.

**Enbridge**

Enbridge a estimé ses coûts unitaires pour cette catégorie en utilisant les coûts d'enlèvement historiques lorsque des données étaient disponibles. L'outil d'estimation des coûts exclusive à Enbridge a été utilisé pour les activités pour lesquelles il n'existait pas de données historiques sur les coûts. En ce qui concerne certaines installations pour lesquelles l'outil d'estimation des coûts n'avait pas été conçu, Enbridge a indiqué qu'elle a produit une estimation de coûts ascendante.

Les estimations de coûts unitaires de Pipelines Enbridge et d'Enbridge NW qui en résultent pour les types d'installations figurant dans le scénario de référence variaient de la partie inférieure de la plage de coûts unitaires de référence pour les stations de pompage (200 $/HP) à la partie supérieure de la plage de référence pour les vannes de sectionnement (de 56 000 $ à 71 000 $). Pipelines Enbridge et Enbridge NW ont proposé aussi des coûts pour des types d'installations non compris dans le scénario de référence, par exemple 3,50 $ le baril pour des réservoirs hors sol.

**Kinder Morgan**

Kinder Morgan a estimé que la catégorie de coûts Installations en surface comprend l'enlèvement de toutes les stations de pompage en surface et de toutes les vannes de sectionnement enfouies. Les coûts estimatifs des vannes de sectionnement et des stations de pompage reposent sur des activités de construction réalisées récemment et se situent dans la plage de référence. Par exemple, Kinder Morgan a proposé un coût de 40 000 $ par vanne de sectionnement.

**Trans Mountain**

Même si ce ne sont pas tous les éléments des vannes de sectionnement de la canalisation principale et des gares autonomes qui sont en surface, Trans Mountain a dit qu'elle les a inclus dans cette catégorie de coûts plutôt que dans la catégorie de coûts 3a (abandon élémentaire du pipeline sur place).

Trans Mountain a soutenu que la catégorie de coûts Installations en surface figurant au tableau A-3 ne mettait pas expressément les terminaux dans une catégorie à part. Elle a dit que son réseau possède des terminaux à Edmonton, en Alberta, et à Burnaby, en Colombie-Britannique, et des points de livraison intermédiaires à Kamloops et Sumas, en Colombie-Britannique, qui sont considérés comme des terminaux aux fins de l'estimation. Trans Mountain a également fait mention de ses 25 stations de pompage (dont celles d'Edmonton, de Kamloops et de Sumas).

Trans Mountain a indiqué que pour toutes les installations ses estimations ont été faites site par site. En ce qui concerne les terminaux et les stations, les coûts de nettoyage des réservoirs et des conduites ont été inclus, et des provisions ont été faites pour la valeur des sols contaminés et des rebuts.

Trans Mountain a proposé des coûts pour des types d'installations compris et non compris dans le scénario de référence. Les coûts estimatifs préliminaires de Trans Mountain pour la démolition des stations de pompage, qui sont incluses dans le scénario de référence, s'élèvent en moyenne à 567 000 $ par station. L'élément de coût le plus élevé dans cette catégorie, tel que proposé par Trans Mountain, est la démolition de ses terminaux, qui n'est pas incluse dans le scénario de référence et qui est estimée à environ 9,1 millions de dollars par terminal.

**TransCanada**

TransCanada a dit que la portée des travaux pour les installations en surface concorde avec celle du scénario de référence.

TransCanada a indiqué que ses coûts estimatifs pour l'enlèvement des installations en surface reposent sur son expérience du retrait de stations de compression et de stations de comptage. Elle a dit que depuis 1995 elle a retiré sept stations de compression en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario, et environ 150 stations de comptage sur le réseau gazier NGTL.

TransCanada a précisé que ses coûts pour les installations en surface comprises dans le scénario de référence se situent généralement dans la plage de référence. Par exemple, les coûts proposés pour enlever une station de comptage étaient les suivants : 104 700 $ pour TransCanada PipeLines; 114 100 $ pour TransCanada Keystone; 114 700 $ pour Foothills; 88 500 $ pour TQM et 104 600 $ pour NGTL.

**Trans-Nord**

Trans-Nord a indiqué que ses coûts estimatifs pour les installations en surface comprenaient les coûts associés à la cessation d'exploitation des stations de pompage, des stations de comptage, des vannes de sectionnement et des raccordements. Trans-Nord a dit que les plages de coûts unitaires de référence étaient validées par un tiers entrepreneur en démolition et que pour l'essentiel ses estimations pour des installations types se situaient dans la plage de coûts unitaires de référence. Trans-Nord a appliqué les coûts de désaffectation à chacune de ses installations, alors que les frais supplémentaires (pour la remise en état par exemple) étaient basés sur des

facteurs spécifiques au site. Trans-Nord a indiqué que son coût unitaire pour les installations en surface se situait généralement dans la plage de référence ou au-dessus. Par exemple, elle a soumis des coûts de 33 600 $ par vanne de sectionnement.

**Westcoast**

Westcoast a dit que les coûts estimatifs pour ses installations de traitement (Fort Nelson, McMahon, Pine River, Sikanni, Kwoen, Patry et Aitken Creek, en Colombie-Britannique) et pour trois stations de compression ont été établis sur la base de dessins des sites, de listes d'équipements et de photos aériennes. Westcoast a utilisé les estimations d'une station de compression représentative pour appliquer les estimations pondérées aux stations de compression restantes. La société a supposé que certaines installations de compression et de production auront une valeur sur le marché d'équipement d'occasion et qu'elles pourront être vendues au moment de la cessation d'exploitation. Westcoast a ajouté que les coûts estimatifs pour les autres installations en surface avaient été établies sur la base de son expérience de l'ingénierie et de la construction de ces installations. Elle a indiqué que les coûts unitaires proposés pour les installations en surface se situent généralement dans la plage de coûts unitaires de référence. Westcoast a proposé des coûts pour les types d'installations compris dans le scénario de référence, par exemple de 200 000 $ à 4,9 millions de dollars par station de compression. Westcoast a également proposé des coûts pour des types d'installations non compris dans le scénario de référence. Par exemple, Westcoast a proposé des coûts de 700 000 $ à 36 millions de dollars par usine de traitement.

***Opinion de l'Office***

Les hypothèses des demandeurs relatives aux aspects physiques des installations en surface sont expliquées au chapitre 3. Les coûts proposés par les demandeurs pour les installations en surface sont examinés ci-dessous.

L'Office constate que les demandeurs ont proposé des estimations pour des installations figurant dans le scénario de référence, comme les vannes de sectionnement, les stations de comptage, les stations de compression et les stations de pompage. Le scénario de référence présente des coûts unitaires pour ces types d'installations. Tous les demandeurs, à l'exception de Kinder Morgan, ont également proposé des estimations pour des types d'installations non compris dans le scénario de référence, comme les usines à gaz.

En ce qui concerne les types d'installations compris dans le scénario de référence, l'Office est satisfait du niveau de détail fourni par les demandeurs à l'appui de leurs estimations. L'Office estime que les éléments et les méthodes qu'ils ont utilisés ont concouru à donner des coûts unitaires qui se situent essentiellement dans les plages de référence. L'Office juge raisonnables les estimations proposée par tous les demandeurs pour les types d'installations compris dans le scénario de référence.

En ce qui concerne les types d'installations non compris dans le scénario de référence, l'Office estime que les demandeurs ont justifié leurs coûts en utilisant les estimations spécifiques au site ou au type d'installation, les estimations des entrepreneurs ou l'expérience de l'entreprise. L'Office juge raisonnables les coûts estimatifs proposés par les demandeurs pour les types d'installations non compris dans le scénario de référence.

Tel qu'il a été mentionné au chapitre 3, Westcoast n'a pas tenu compte du retrait complet des installations en surface. Lorsque les coûts estimatifs seront réexaminés, l'Office s'attend à ce Westcoast détermine si ses coûts estimatifs actuels pour les installations en surface sont toujours appropriés. Si oui, l'Office s'attendra à ce qu'elle justifie pourquoi ils sont toujours appropriés.

Trans Mountain et Westcoast ont supposé une certaine valeur de récupération pour cette catégorie de coûts. Aucun des demandeurs n'a toutefois accolé de chiffre à la valeur de récupération. Même si l'Office a accepté les coûts proposés par Trans Mountain et Westcoast, il n'a pas évalué l'incidence de la valeur de récupération sur les coûts estimatifs dans cette catégorie. Si la valeur de récupération devait être incluse dans les futurs coûts estimatifs, l'Office s'attendrait à ce que les demandeurs produisent une comptabilité plus détaillée et une justification sérieuse pour l'inclure.

Compte tenu de tous ce qui précède, l'Office approuve les coûts estimatifs déposés par les demandeurs pour la catégorie de coûts Installations en surface.

## Chapitre 5

# Fonds de prévoyance

La catégorie Fonds de prévoyance du projet (catégorie de coût 7), comme tous les coûts unitaires, influe directement sur les coûts estimatifs globaux des activités de cessation d'exploitation.

Le tableau A-3 (annexe IV) établit le fonds de prévoyance des hypothèses de référence à 25 % des coûts estimatifs provenant des catégories de coûts 2 (préparation en vue de la cessation d'exploitation), 3a (abandon sur place élémentaire du pipeline), 4 (traitement particulier), 5 (retrait du pipeline) et 6 (installations en surface). Les catégories de coûts 2, 3a, 4, 5 et 6 sont expliquées au chapitre 5. Le tableau A-3 montre également que les provisions pour impondérables sont fonction de nombreux facteurs, dont la qualité des coûts estimatifs du projet. Afin d'assurer la transparence, l'Office a mentionné dans sa lettre du 21 décembre 2010, qu'il trouve utile de voir les impondérables séparément dans les coûts estimatifs, même s'ils ont été calculés à partir des coûts de chaque catégorie.

Le présent chapitre porte sur l'évaluation faite par l'Office de l'approche proposée par les demandeurs pour les coûts imprévus des projets de cessation d'exploitation (catégorie de coûts 7). Les impondérables liés aux activités de réhabilitation après la cessation d'exploitation (catégorie de coûts 3b) sont abordés au chapitre 6.

### Alliance

Alliance considère qu'elle a fait une estimation de classe IV selon le système de classification de l'Association for the Advancement of Cost Engineering International (AACEI). D'après son expérience, une estimation de classe IV pourrait assurer un certain niveau de confort. Alliance a ajouté que son approche de l'estimation des coûts était axée principalement sur l'incertitude quant aux coûts des activités de cessation d'exploitation, dont on sait ou dont on suppose qu'ils font déjà partie des projets de cessation d'exploitation.

Alliance a estimé le montant total des coûts imprévus à 35,9 millions de dollars. Elle considère que ce montant représente 19,3 % de ses coûts estimatifs globaux. Alliance a appliqué des degrés d'impondérable à chacune des catégories de coûts. Ces degrés d'impondérable variaient entre 17 % et 50 % et dépendaient de son niveau de confort par rapport à l'activité et de la nature de l'activité prévue. Alliance a inclus, par exemple, des impondérables de 50 % dans la catégorie de coûts 3b (provision pour activités après la cessation d'exploitation), et de 17,5 % dans la catégorie de coûts 5a (retrait du pipeline). Alliance a soutenu que ses impondérables sont plus élevés que ceux des hypothèses de référence.

### Enbridge

Enbridge s'est servie d'un outil exclusif d'estimation systématique des impondérables pour déterminer le montant approprié dans ses coûts estimatifs de cessation d'exploitation. Elle a précisé que cet outil d'estimation systématique des impondérables est mis à jour chaque trimestre en fonction des leçons tirées des projets passés. Enbridge a ajouté qu'elle l'utilise pour tous les projets, peu importe l'envergure. D'après cet outil exclusif d'estimation systématique des

impondérables, les coûts estimatifs d'Enbridge correspondraient à la classe III du système de classification de l'AACEI. Toutefois, comme les activités réelles ne surviendraient pas avant de nombreuses années, Enbridge a surclassé l'estimation au niveau IV.

Enbridge a dit avoir tenu compte, dans son estimation des coûts imprévus, des impondérables susceptibles d'influer sur l'envergure des projets de cessation d'exploitation.

Enbridge a estimé les impondérables à 13 %, avec une probabilité de 50 % de dépassement ou de sous-utilisation. Pipelines Enbridge suppose un total de coûts imprévus de 54,5 millions de dollars. Enbridge NW présume un total de coûts imprévus de 29,7 millions de dollars.

**Kinder Morgan**

Kinder Morgan a affirmé avoir utilisé fructueusement des coûts imprévus de 10 % en moyenne dans les projets réalisés par le passé. Elle a ajouté que même s'ils sont inférieurs à ceux des hypothèses de référence, ces coûts imprévus concordent avec les projets qu'elle a réalisés au Canada. Kinder Morgan a précisé qu'en général elle ne suit pas l'approche consistant à ajouter des coûts imprévus élevés pour tenir compte de changements à l'envergure des projets. Elle a dit préférer définir l'envergure avec plus de clarté au moment opportun du cycle de vie d'un projet. Kinder Morgan a supposé un montant total de coûts imprévus de 791 100 $, ou 10 %.

**Trans Mountain**

Trans Mountain considère que son estimation des coûts correspond à la classe IV du système de classification de l'AACEI. Elle a basé son analyse sur sa propre norme interne pour jumeler ou associer la classe d'estimation à la nature de la méthode d'estimation.

Trans Mountain a souligné qu'en général elle ne suit pas l'approche consistant à ajouter des coûts imprévus élevés pour tenir compte d'éventuels changements à l'envergure des projets, préférant définir l'envergure avec plus de clarté au moment opportun du cycle de vie d'un projet.

Trans Mountain a expliqué qu'elle finance généralement ses projets au niveau de coût P65, ce qui veut dire qu'il y a 65 % de chance que les coûts réels soient inférieurs aux coûts estimatifs, et 35 % de possibilité que ses coûts réels soient supérieurs aux coûts estimatifs. Elle a précisé que le profil du risque lié aux coûts de classe IV, selon l'AACEI, autorise des coûts imprévus de 15 %. Trans Mountain a ajouté que des provisions pour assurances et impôts, applicables à l'ensemble de ses coûts estimatifs globaux de cessation d'exploitation, étaient également incluses dans la catégorie des coûts imprévus. Elle a soutenu que les éléments de cette catégorie comptent pour 22,3 % de son estimation totale des coûts de cessation d'exploitation, ou 48,0 millions de dollars.

**TransCanada**

TransCanada a considéré que ses coûts estimatifs équivalaient à la classe V du système de classification de l'AACEI. Selon elle, l'envergure globale du projet d'estimation est définie par la méthode de cessation d'exploitation, par la longueur et le diamètre du pipeline à abandonner et par le nombre d'installations à abandonner. TransCanada a toutefois estimé que certains éléments livrables de projet n'ont pas encore été clairement définis. Selon elle, il lui faudrait davantage travailler à la définition du projet pour faire passer les coûts estimatifs à la classe IV.

TransCanada n'a pas inclus dans ses coûts estimatifs les impondérables liés à un changement apporté à l'envergure du projet. Elle a estimé pouvoir réviser périodiquement la méthode d'estimation des coûts et les coûts estimatifs proprement dits.

TransCanada a établi les impondérables à 5 % de l'ensemble de ses coûts estimatifs. Ces coûts imprévus n'ont toutefois pas été ventilés à part dans un poste distinct. TransCanada a donné trois raisons pour justifier ses coûts imprévus. Premièrement, elle estime que l'envergure globale du projet est connue. En deuxième lieu, l'estimation de classe V représenterait généralement des coûts imprévus de 15 %. Il y a toutefois des risques supplémentaires associés à une nouvelle construction de pipeline qui ne s'appliquent pas à la cessation d'exploitation : les fluctuations du prix de l'acier, les risques liés au calendrier qui pourraient influer sur la date de mise en service et une envergure des travaux plus complexe (p. ex., forage directionnel et croisements). Troisièmement, TransCanada a expliqué que plusieurs hypothèses prudentes ont été intégrées à l'estimation existante, par exemple, aucune économie d'échelle et aucune amélioration à grande échelle de la productivité ou de la technologie. TransCanada a affirmé que l'AACEI n'était pas le facteur déterminant ayant servi à établir les coûts imprévus de 5 %. Toutefois, compte tenu de la variabilité de l'estimation définie par l'AACEI et de la connaissance qu'elle a du projet et du type de travaux, TransCanada a estimé que des coûts imprévus de 5 % étaient appropriés.

**Trans-Nord**

Trans-Nord a affirmé que ses coûts imprévus étaient basés sur son expérience d'autres projets visant entre autres l'entretien de pipelines ou des installations. Elle a précisé que les coûts imprévus ne tenaient pas compte des changements susceptibles d'être apportés à l'envergure du projet. Trans-Northern a supposé que si des changements importants devaient être apportés à la technologie ou à l'envergure, elle mettrait à jour son estimation au fur et à mesure. Trans-Nord a estimé les coûts imprévus à 6,5 millions de dollars, ou 15 %.

**Westcoast**

Westcoast a prévu une provision pour impondérables basée sur un degré élevé de certitude concernant la quantité et le type d'actifs pipeliniers, l'envergure complète des travaux de cessation d'exploitation dont fait état le rapport de l'ACPÉ, et l'expérience acquise dans l'entretien, la construction et le remplacement de pipelines. Westcoast a estimé les impondérables à 10 % de ses coûts estimatifs de cessation d'exploitation. Elle a aussi supposé des coûts imprévus définitifs de 24,8 millions de dollars pour ses installations de collecte et de traitement, et des coûts imprévus définitifs de 21,0 millions de dollars pour ses installations de transport.

***Opinion de l'Office***

L'Office constate que toutes les sociétés ont utilisé des méthodes différentes pour estimer leur fonds de prévoyance. Il estime néanmoins que chaque demandeur a justifié convenablement ses estimations à cet égard. Par conséquent, l'Office juge que les fonds de prévoyance de chaque demandeur sont raisonnables, et il les approuve tels qu'ils ont été déposés.

L'Office trouve que la méthode d'Alliance a le mérite d'être particulièrement transparente et il la félicite de l'approche qu'elle a adoptée à l'égard du fonds de prévoyance. Il encourage tous les demandeurs à adopter une approche plus transparente et plus rigoureuse pour calculer les impondérables dans leurs coûts estimatifs. Dans la mesure du possible, l'Office invite

également les demandeurs à travailler de concert pour élaborer une approche cohérente qui convienne à toutes les sociétés.

Le fonds de prévoyance estimatif d'Enbridge tient compte des impondérables imputables à des modifications éventuelles à l'envergure du projet. Les impondérables peuvent comprendre la possibilité d'enlever des pipelines de moyen ou grand diamètre sur des terres agricoles cultivées ou non, par suite d'une évaluation propre au site menée au moment de la cessation d'exploitation. Alliance a ajouté aux hypothèses de référence des coûts imprévus de 50 % pour la catégorie de coût 3b (provision pour activités après la cessation d'exploitation). Tel qu'il est mentionné au chapitre 3, l'Office a ordonné aux demandeurs de redéposer leurs coûts estimatifs en supposant le retrait de 20 % de pipelines de moyen et de grand diamètre dans les sous-catégories d'utilisation des terres Terres agricoles cultivées et Terres agricoles non cultivées. Comme il est précisé au chapitre 6, l'Office a ordonné aux demandeurs de redéposer leurs provisions financières en prévision d'activités de surveillance et de réhabilitation assurées indéfiniment après la cessation d'exploitation. L'Office est donc disposé à permettre aux demandeurs qui ont tenu compte dans leurs impondérables de la possibilité que des pipelines supplémentaires doivent être enlevés au moment de la cessation d'exploitation, ou que les coûts imprévus dépassent les hypothèses de référence, de modifier leur fonds de prévoyance en conséquence. L'Office répète que les rajustements ne devraient être effectués que pour tenir compte des directives qu'il a données, soit de prévoir, aux fins de l'estimation des coûts, 20 % de retrait de conduites de moyen ou grand diamètre sur des terres agricoles cultivées et non cultivées, ou la surveillance et la réhabilitation assurées indéfiniment après la cessation d'exploitation. Les demandeurs qui désirent procéder à un tel rajustement devraient le déposer avec justification à l'appui au plus tard le 16 avril 2013.

Trans Mountain a inclus un montant pour impôts et assurances dans le fonds de prévoyance. L'Office fait remarquer que les impôts et les assurances ne sont pas inclus dans les hypothèses de référence. Il accepte toutefois la prise en compte par Trans Mountain des impôts et des assurances vu que ces coûts sont susceptibles d'avoir une incidence sur les impondérables. L'Office invite les autres demandeurs à examiner l'opportunité d'ajouter les impôts et les assurances dans leurs futurs coûts estimatifs.

L'Office constate que l'estimation de 5 % proposée par TransCanada est la plus basse qui ait été déposée. L'Office reconnaît aussi l'expertise approfondie de tous les demandeurs, dont TransCanada, dans l'estimation des impondérables, et des motifs invoqués par celle-ci pour justifier son estimation du fonds de prévoyance. Enfin, l'Office souligne que les hypothèses de référence seront revues périodiquement (au moins tous les cinq ans). Ainsi, lorsque TransCanada révisera ses coûts estimatifs, l'Office s'attend à ce qu'elle examine les méthodes préconisées par d'autres demandeurs dans la présente instance et qu'elle détermine si ces méthodes, ou une partie de ces méthodes, s'appliquent à elle. Si TransCanada détermine alors que son fonds de prévoyance est toujours approprié, l'Office s'attend à ce qu'elle donne des justifications à cet égard.

L'Office constate également que le fonds de prévoyance de TransCanada n'a pas été ventilé à part dans un poste distinct de ses coûts estimatifs. Dans les Motifs de décision RH-2-2008, l'Office a souligné que les fonds destinés à la cessation d'exploitation devraient être perçus et mis de côté d'une manière transparente. L'Office reconnaît toujours la valeur de la transparence; il ordonne donc à TransCanada de soumettre des coûts estimatifs révisés renfermant des coûts imprévus inscrits sous un poste distinct, et ce au plus tard le 16 avril 2013.

## Chapitre 6

# Provision pour les activités après la cessation d'exploitation

Les provisions pour les activités après la cessation d'exploitation s'appliquent dans tous les cas où il est proposé que le pipeline soit laissé sur place.

Au tableau A-3, l'Office a indiqué que les activités après la cessation d'exploitation visées par les provisions pouvaient notamment inclure la surveillance périodique et les impondérables, par exemple l'enlèvement ultérieur d'une partie de la canalisation ou d'installations connexes s'il fallait procéder à des travaux de réhabilitation. La réhabilitation vise des problèmes d'affaissement du sol, d'émergence d'une canalisation ou de découverte de contamination. L'Office a par ailleurs précisé que cette catégorie de coûts comprendrait le repérage des canalisations, au besoin, l'entretien des panneaux indicateurs, la lutte contre l'érosion et l'affaissement du sol ainsi que le contrôle de son gonflement en raison du gel, le déplacement des conduites dans les pentes et aux points de franchissement de cours d'eau, la décontamination, la création de voies d'eau ou l'endommagement des sols, le désherbage (si ce n'est pas prévu dans les accords de servitude), ou tout autre problème dû à la présence d'un pipeline.

Dans le scénario de référence, les provisions pour les activités après la cessation d'exploitation couvriraient la surveillance des pipelines laissés sur place pour une période indéfinie. Elles couvriraient aussi, toujours pour une période indéfinie, les activités de réhabilitation en tenant compte de la fréquence probable et du coût de ces activités. En rapport avec la surveillance, une provision de 13 333 $ a été calculée à partir d'un facteur d'actualisation de 66 : 1 tenant compte d'un coût estimatif de 200 $ le kilomètre par année. L'inclusion d'un montant estimatif pour les activités de réhabilitation porte la provision totale par kilomètre de canalisation de petit, moyen et grand diamètre à respectivement 20 000 $, 60 000 $ et 97 000 $.

Dans le présent chapitre, il sera question des provisions des demandeurs pour les activités après la cessation d'exploitation. Une synthèse des montants avancés par les demandeurs est présentée à l'annexe VI.

### *Opinion des demandeurs*

#### Alliance

Alliance a soutenu que ses provisions pour les activités après la cessation d'exploitation devraient couvrir les centres d'appel unique, l'entretien annuel des panneaux indicateurs, la surveillance aérienne annuelle et les activités de réhabilitation visant les pipelines.

Alliance a évalué à 1,54 million de dollars par année, soit environ 680 $ par kilomètre annuellement, le coût propre aux activités de surveillance. Elle a indiqué que cette estimation rendait compte de six chantiers de réhabilitation par année pour tout affaissement du sol important sur des terres agricoles. Un montant de 100 000 $ a été prévu pour chacun de ces chantiers. Alliance a mentionné qu'actuellement, sa provision pour les activités après la cessation d'exploitation permettrait une surveillance sur une dizaine d'années. Elle était d'avis qu'un pipeline ne devrait pas causer d'ennuis au bout de 10 ans après la cessation de son exploitation.

Par conséquent, si des activités de surveillance sont requises, Alliance a avancé qu'elles devraient être couvertes par les montants mis de côté dans l'estimation des coûts pour les impondérables.

Alliance a déclaré que son estimation des coûts tient compte des travaux de réhabilitation pour une durée indéfinie. Cependant, elle a précisé s'attendre à des activités de surveillance minimale une fois écoulées les 10 années prévues pour ces activités après la cessation d'exploitation. Alliance a estimé à quelque 24,3 millions de dollars le coût total des activités après la cessation d'exploitation.

Pour ce qui est de la protection cathodique, Alliance était d'avis qu'au bout de 10 ans après la cessation d'exploitation, le pipeline ne causera pas d'ennuis. Elle était aussi d'avis que la dégradation éventuelle de la canalisation n'est pas à l'origine de problèmes ni d'enjeux environnementaux. Par conséquent, Alliance a affirmé qu'il n'y avait aucune raison pour maintenir la protection cathodique.

Alliance a avancé que l'affaissement du sol par la suite surviendrait sur une longue période. Elle a ajouté que les perforations de la canalisation commenceraient sous la forme de petits trous qui permettraient alors l'infiltration de terre et d'eau, puis qu'elles s'élargiraient pendant ce qui pourrait être plusieurs dizaines d'années. Au cours de cette période, l'infiltration de la terre dans la canalisation serait peu visible en surface en raison de l'étalement naturel des sols et des activités agricoles. Par conséquent, Alliance n'a pas considéré de scénarios où un creux en surface apparaîtrait soudainement.

**Enbridge**

L'estimation des coûts d'Enbridge pour les activités après la cessation d'exploitation a été faite sur la base de la méthode du scénario de référence. Cette démarche a été adoptée en réaction aux commentaires reçus par Enbridge à l'occasion des ateliers tenus avec les parties prenantes. Toutefois, le coût unitaire prévu pour le retrait dans le scénario de référence a été remplacé par un facteur propre à Enbridge.

Enbridge a indiqué que l'estimation des coûts pour les activités après la cessation d'exploitation comprenait une surveillance périodique et les travaux de réhabilitation requis après la cessation d'exploitation. Elle était en outre d'avis que l'estimation des coûts pour les activités après la cessation d'exploitation tenait compte d'imprévus comme l'enlèvement après coup d'une conduite ou la décontamination.

Enbridge a supposé une surveillance pendant une période indéfinie à des coûts annuels de 200 $ le kilomètre. Elle a indiqué que le coût prévu des travaux de réhabilitation pour une canalisation de petit diamètre serait de 104 731 $ le kilomètre.

Pipelines Enbridge a par ailleurs mentionné que le coût prévu des activités de réhabilitation pour une canalisation de moyen et de grand diamètre serait respectivement de 174 552 $ et de 314 194 $ le kilomètre. Son estimation des coûts d'ensemble en ce qui concerne les provisions pour les activités après la cessation d'exploitation était de 284,3 millions de dollars. L'estimation des coûts d'ensemble d'Enbridge NW à cet égard était de 14,6 millions de dollars.

Enbridge a affirmé que des programmes de détection de contamination par des hydrocarbures, de remise en état des lieux et de réhabilitation ont déjà été mis en œuvre. À son avis, ces programmes amenuiseront les besoins éventuels de décontamination résiduelle après la cessation

d'exploitation. Enbridge a fait remarquer qu'elle avait l'intention de nettoyer les pipelines au moment de la cessation d'exploitation et de les laisser dans un état d'où toute contamination serait absente. Elle a ajouté avoir autorisé une provision pour la prise de mesures correctives après la cessation d'exploitation en présence de contamination jusque-là insoupçonnée.

Après leur cessation d'exploitation et pour une période indéfinie, Enbridge prévoit assurer la protection cathodique de ses pipelines. Elle a soutenu qu'un avantage du maintien de la protection cathodique était qu'elle permettait de constater tout problème éventuel du revêtement du pipeline et de procéder alors à des travaux de réhabilitation au besoin. Les coûts associés sont intégrés à la provision pour les activités après la cessation d'exploitation d'Enbridge, qui a souligné que les coûts de protection cathodique pour l'intégralité de son réseau sont très faibles, et négligeables dans le contexte des coûts estimatifs globaux déposés.

Au sujet de l'affaissement du sol, Enbridge a avancé qu'en se fondant sur les données scientifiques disponibles à l'heure actuelle, il faut s'attendre à une corrosion non uniforme, favorisant ainsi l'intégrité structurale des canalisations et rendant peu probable le scénario de l'affaissement.

**Kinder Morgan**

Kinder Morgan a indiqué qu'une capitalisation était requise pour la surveillance continue et l'atténuation des problèmes survenant après la réalisation des travaux liés à un projet de cessation d'exploitation. Elle était d'avis que la surveillance annuelle ne devrait pas durer plus de cinq ans. Kinder Morgan n'a pas inclus de surveillance perpétuelle puisqu'elle ne croyait pas qu'un programme de surveillance active serait nécessaire.

Kinder Morgan a suggéré qu'il pourrait être utile pour l'Office de proposer des périodes précises ou un éventail de périodes quant à la durée de la surveillance et des activités après celle-ci.

Kinder Morgan a supposé un incident par année pendant les 40 prochaines années et des coûts estimatifs de 25 000 $ par incident. Elle a indiqué que cela se rapprochait fort de la démarche adoptée pour d'autres pipelines de Kinder Morgan. Elle a en outre avancé des coûts totaux de 1,18 million de dollars, soit 1 163 $ par kilomètre, pour la surveillance après la cessation d'exploitation.

Kinder Morgan a passé outre la protection cathodique et les travaux d'entretien qui y sont liés dans son estimation des coûts. Elle partage l'opinion de Trans Mountain quant aux enjeux du maintien de la protection cathodique après la cessation d'exploitation des pipelines et à son manque de sens pratique.

**Trans Mountain**

Trans Mountain a affirmé que l'orientation de la démarche qu'elle a adoptée afin d'estimer les provisions pour les activités après la cessation d'exploitation ne déroge pas de ce que l'Office préconise, en particulier en ce qui a trait à la fréquence et aux coûts des incidents alors prévus. Elle a fait état de trois déviations : la surveillance annuelle était limitée à cinq ans, les incidents après la cessation d'exploitation étaient divisés entre ceux qui nécessitaient l'enlèvement du pipeline et ceux pour lesquels ce n'était pas le cas, et la période après la cessation d'exploitation comportait des jalons précis prévoyant qu'aucun incident ne nécessiterait le retrait d'un pipeline au cours des 40 premières années après la cessation d'exploitation. L'estimation de

Trans Mountain tient compte d'un seuil de 500 ans pour les travaux de réhabilitation après la cessation d'exploitation.

Trans Mountain a souligné que la période de surveillance active comprendrait des patrouilles aériennes, l'entretien des panneaux indicateurs et des mesures correctives ponctuelles dans des régions pour lesquelles l'environnement avait été perturbé et remis en état au moment de la cessation d'exploitation. Elle ajouté qu'au bout d'une période de cinq ans, les mesures de surveillance active cesseraient. Tout incident ou problème survenant après cette période tomberait sous le coup des provisions pour les activités après la cessation d'exploitation, et ce pour une durée indéfinie.

Trans Mountain a fait valoir que l'estimation des coûts pour les activités après la cessation d'exploitation dérivée de sa méthode était de 26 000 $ le kilomètre, soit 37,7 millions de dollars au total.

L'estimation de Trans Mountain ne comprend ni la protection cathodique, ni les travaux d'entretien qui y sont liés. Trans Mountain a plaidé que l'objet de la cessation d'exploitation est de mettre un terme aux pratiques associées à un pipeline en fonction, de telle manière que son entretien actif ne soit plus nécessaire. Elle a ajouté suivre dans une large mesure les lignes directrices du rapport de l'ACPÉ, qui recommandent de mettre un terme à la protection cathodique au moment de la cessation d'exploitation. Trans Mountain a fait remarquer qu'une gestion continue de la protection cathodique ou des travaux d'entretien qui y sont liés pourrait devenir à peu près impossible à long terme en raison d'autres activités de cessation d'exploitation (par exemple, l'enlèvement d'installations d'alimentation en énergie et de dispositifs de commande ainsi que le tronçonnage du pipeline). Elle a encore ajouté que le maintien de la protection cathodique après la cessation d'exploitation pourrait devenir très complexe au fil du temps, et qu'à son avis un tel maintien pour une période indéfinie est fort peu pratique.

De l'avis de Trans Mountain, aucune défaillance structurelle des pipelines laissés sur place ne surviendrait pendant au moins 40 ans après la cessation d'exploitation. Elle a soutenu que cela est attribuable à la conception des pipelines, à l'efficacité des revêtements extérieurs et au remplissage à l'azote au moment de la cessation d'exploitation.

**TransCanada**

TransCanada a mentionné que ses provisions pour les activités après la cessation d'exploitation comprenaient des services premier appel, la gestion de bases de données internes comme le SIG, des patrouilles aériennes annuelles de tous les pipelines dont l'exploitation a cessé, l'entretien de panneaux indicateurs appropriés, le maintien en état et l'administration des points de croisement de pipelines par des tiers après la cessation d'exploitation, et la poursuite du paiement des impôts fonciers. TransCanada a ajouté qu'une surveillance environnementale serait requise en des lieux précis lorsque des travaux de réhabilitation sont effectués en raison de glissements de pente, d'affaissement du sol ou d'autres problèmes semblables.

Sur la base de son expérience, TransCanada avance qu'en l'absence d'effets de contamination résiduels, trois années de surveillance après la cessation d'exploitation suffisent pour répondre aux exigences de la réglementation environnementale actuelle. Cependant, guidée par la prudence, TransCanada a prévu des coûts couvrant une période de surveillance de 10 ans. Elle a en outre mentionné que même si une telle période de 10 ans était incluse dans ses estimations,

des obligations sont probables par la suite en raison de relations contractuelles avec des propriétaires fonciers. TransCanada a affirmé que ces obligations seraient respectées.

Le montant calculé par TransCanada pour les travaux de réhabilitation est égal à 35 % du total des coûts de ses activités de surveillance. TransCanada a indiqué que son estimation des coûts après la cessation d'exploitation n'est pas fonction d'une évaluation du nombre de chantiers de réhabilitation. À son avis, le nombre de chantiers de réhabilitation par année et leur coût moyen sont difficiles à prévoir en raison d'une absence de données. Elle a fait valoir que le taux de 35 % pour les travaux de réhabilitation a été obtenu en se fondant sur son expertise dans le domaine des estimations et qu'il s'agissait là d'un pourcentage approprié qui pouvait être adopté.

TransCanada a reconnu que son estimation des coûts ne prévoit pas d'activités importantes après la cessation d'exploitation. Selon elle, tous les problèmes seraient traités avant ou pendant la cessation d'exploitation. TransCanada était par ailleurs d'avis qu'au bout de la période de 10 ans après la cessation d'exploitation, toutes les parties touchées par une situation ou ayant une préoccupation quelconque en discuteraient directement avec elle. TransCanada s'attend que la responsabilité à l'égard de questions non résolues soit établie en fonction des faits, du droit et des exigences alors prévues au titre de la réglementation.

Pour les activités sur une période de 10 ans après la cessation d'exploitation, les estimations totales de TransCanada sont de 21,3 millions de dollars pour TransCanada PipeLines, 1,9 million de dollars pour Foothills, 4,2 millions de dollars pour TransCanada Keystone, 970 000 $ pour TQM et 37,6 millions de dollars pour NGTL.

TransCanada a affirmé que ses pipelines seraient vidés et nettoyés conformément aux normes pertinentes au moment de la cessation d'exploitation. Elle a fait remarquer que toute contamination résiduelle à l'intérieur du pipeline serait à l'état de traces et elle ne s'attend pas qu'une telle contamination se propage aux eaux et aux sols adjacents. TransCanada a indiqué qu'elle avait inclus, dans son estimation des coûts propres à la provision pour les activités après la cessation d'exploitation, la prise de mesures correctives en cas de problèmes de contamination non résolus.

TransCanada a précisé qu'elle croyait que le recours à la protection cathodique ne ferait que reporter l'affaissement éventuel des pipelines laissés sur place. À son avis, dans la vaste majorité des cas, la surface des pipelines laissés sur place ne subirait pas de corrosion externe en raison du revêtement extérieur. TransCanada a fait remarquer qu'en dépit de la corrosion par piqûres en certains points aléatoires et localisés, selon l'épaisseur de la paroi de la canalisation, il pourrait falloir compter des dizaines d'années avant qu'il y ait perforation. Elle a affirmé que l'intégrité structurale de ses pipelines serait maintenue pendant au moins 100 ans puisque, dans la plupart des cas, les parois ne subiront aucune corrosion, ou du moins aucune perte de métal substantielle. TransCanada a reconnu qu'il y aurait des endroits où de faibles quantités de terre s'infiltreraient dans le pipeline, mais elle a soutenu que cela n'entraînerait pas d'affaissement à grande échelle. TransCanada a exprimé l'avis que les processus naturels ou les pratiques agricoles dans le cas des terres ayant une telle vocation uniformiseraient tout affaissement du sol.

**Trans-Nord**

Trans-Nord a indiqué qu'elle avait fondé son estimation pour les activités après la cessation d'exploitation sur le diamètre des pipelines, conformément au scénario de référence.

Trans-Nord a eu recours à la démarche présentée au tableau A-3 en supposant 0,5 chantier de réhabilitation par année par 100 kilomètres, soit au total quatre annuellement. Trans-Nord a dit comprendre que, d'un bout à l'autre du Canada, la responsabilité demeurait toujours celle du propriétaire du pipeline. Elle a estimé à hauteur de 24,1 millions de dollars la provision finale pour les activités après la cessation d'exploitation.

Trans-Nord a indiqué avoir en place un programme exhaustif de gestion de l'intégrité. Elle a ajouté qu'elle disposait d'un programme d'inspection interne et qu'elle menait d'autres activités de surveillance et d'entretien. Trans-Nord a précisé qu'elle répertorierait historiquement tous les points de fuite pendant le processus de demande et de planification de cessation d'exploitation. Toutefois, Trans-Nord a mentionné avoir l'intention de se servir des provisions pour les activités après la cessation d'exploitation de ses coûts estimatifs afin de traiter toute contamination non repérée au préalable.

Trans-Nord a indiqué qu'elle ne maintiendrait pas la protection cathodique après la cessation d'exploitation de ses pipelines. Elle a fait valoir qu'aucun problème technique ou environnemental important n'était associé au pipeline qu'elle avait laissé sur place sans protection cathodique il y a de cela 44 ans. Trans-Nord a fait remarquer que son hypothèse voulant qu'elle ne maintienne pas la protection cathodique après la cessation d'exploitation des pipelines va dans le sens du rapport de l'ACPÉ.

**Westcoast**

Westcoast a élaboré une estimation des coûts fondée sur la surveillance des pipelines, l'entretien, et une provision pour les travaux de réhabilitation après la cessation d'exploitation sur une période de 50 ans. Elle a mentionné avoir envisagé la possibilité d'activités après la cessation d'exploitation pendant une période indéfinie, mais elle est d'avis qu'une période de 50 ans est raisonnable compte tenu du moment où elle prévoit que des travaux de réhabilitation pourraient être requis après la cessation d'exploitation. Westcoast a déclaré que pendant cette période de 50 ans elle continuerait d'administrer les demandes de croisement par des tiers, de participer à un programme de services premier appel avant de creuser, et d'entretenir les panneaux indicateurs sur toutes ses emprises.

Westcoast a estimé les coûts associés aux activités de surveillance après la cessation d'exploitation de ses installations de transport à 341 000 $ par année, ce montant étant réduit à 208 000 $ par année au bout d'une période initiale de cinq ans. Les coûts associés aux activités de surveillance après la cessation d'exploitation de ses installations de collecte et de traitement ont été estimés à 894 000 $ par année, ce montant étant réduit à 797 000 $ par année au bout d'une période initiale de cinq ans. En outre, Westcoast a inclus une provision pour la remise en état des berges à deux points de jonction entre pipeline et rivière chaque année ainsi que pour l'enlèvement du pipeline au point de franchissement d'une rivière tous les cinq ans. En tenant compte du nombre de tels points de franchissement sur son réseau, Westcoast a inclus une provision pour des travaux de réhabilitation de 211 000 $ par année pour ses installations de transport, et de 249 000 $ par année pour ses installations de collecte et de traitement.

Westcoast a par ailleurs inclus une provision pour la surveillance de l'érosion des pentes et de l'affouillement le long de certaines parties de son emprise où des canalisations seraient laissées sur place après la cessation d'exploitation. Aussi, Westcoast a inclus une provision pour une patrouille aérienne annuelle tout le long de l'emprise pipelinière et pour la surveillance continue

des sols à ses stations de compression, usines de traitement et gares de racleurs. Elle a dit ne pas douter que les résultats de la perturbation des sols en raison des travaux devant être exécutés se feraient sentir entre trois et cinq ans après leur cessation d'exploitation. À son avis, les activités de surveillance, notamment des eaux de surface, décroîtraient.

Westcoast a estimé les coûts pour les activités d'entretien des pipelines après la cessation d'exploitation à 275 000 $ par année pour ses installations de transport et à 450 000 $ par année pour ses installations de collecte et de traitement.

Westcoast n'a pas prévu effectuer de travaux de réhabilitation importants autour de ses canalisations après leur cessation d'exploitation. Cependant, elle a inclus une provision pour de telles activités visant des conduites exposées à l'affouillement lorsque cela peut poser un risque en eaux navigables. En ce qui a trait aux usines de traitement, stations de compression et gares de racleurs, Westcoast a inclus une provision pour la réhabilitation des sols au moment de la cessation d'exploitation. Elle n'a pas prévu de montants pour de telles activités après la cessation d'exploitation des canalisations et des installations. Westcoast a argué que compte tenu des travaux de nettoyage réalisés avant la cessation d'exploitation ou au moment de celle-ci, il est peu probable que les sols le long de l'emprise pipelinière aient besoin d'être réhabilités par la suite.

Au total, les provisions estimatives de Westcoast pour les activités après la cessation d'exploitation sont de 39,0 millions de dollars pour les installations de collecte et de traitement, et de 18,4 millions de dollars pour les installations de transport.

Pour ce qui est de la protection cathodique, Westcoast a cité en exemple un pipeline d'un diamètre de 26 pouces qui a été laissé sur place sans une telle protection il y a 42 ans. Elle était d'avis que cette canalisation est à toutes fins utiles encore relativement entière. Westcoast a affirmé qu'en raison du lent processus de corrosion, le remplissage de la conduite corrodée par de la terre et les processus de nivellement (activités agricoles, croissance des racines et cycles de gel) feraient que les effets en surface seraient très peu perceptibles.

Westcoast était d'avis qu'il était inutile de prévoir des montants pour des activités visant à régler des problèmes d'affaissement du sol après la cessation d'exploitation. Elle a mentionné qu'elle considère comme négligeables les répercussions en surface de l'affaissement du sol découlant de la détérioration de canalisations après leur cessation d'exploitation, si ce n'est pour les conduites de plus grand diamètre. Westcoast n'a pas non plus prévu de montants pour le retrait ou le réenfouissement de pipelines qui émergeraient à la surface après un certain temps.

***Opinions des intervenants***

Plusieurs intervenants ont fait part de préoccupations au sujet de questions physiques liées à des canalisations qui seraient laissées sur place après leur cessation d'exploitation. Elles portaient notamment sur l'affaissement du sol, les risques en matière de sécurité, la possibilité de renardage, ainsi que la contamination, la corrosion et le besoin de protection cathodique.

Les préoccupations des intervenants par rapport à l'affaissement du sol, aux risques en matière de sécurité et à la possibilité de renardage sont traitées dans les opinions des intervenants au chapitre 3. Celles qui concernent la contamination, la corrosion et la protection cathodique sont aussi traitées au chapitre 3, mais également ci-dessous.

**MPLA**

La MPLA a mentionné que la contamination non cernée à ce jour est une préoccupation majeure. Elle a avancé que des fuites à partir de piqûres de corrosion peuvent exister pendant de longues périodes avant d'être découvertes et qu'il faille donc encore un certain temps avant de découvrir des zones contaminées par des pipelines d'Enbridge. La MPLA a en outre précisé qu'une contamination attribuable à une lente fuite de pétrole ne puisse se révéler qu'après la cessation d'exploitation d'un pipeline.

En ce qui a trait à la corrosion, le spécialiste de la MPLA, M. Bushman, était d'avis qu'un pipeline de diamètre important qui serait laissé sur place après la cessation d'exploitation sans être entretenu finirait par se corroder à un point tel qu'il se retrouverait écrasé sous le poids de la terre qui le recouvre, et que cette situation serait à l'origine d'un affaissement du sol. L'autre spécialiste de la MPLA, M. Dechant, a indiqué que, compte tenu de l'amincissement prévu de la paroi attribuable à la corrosion, des surcharges pourraient être à l'origine d'un affaissement du pipeline, surtout si la profondeur de l'enfouissement est réduite.

M. Bushman a par ailleurs avancé l'opinion qu'en présence de canalisations multiples à l'intérieur d'un même couloir, il est essentiel de maintenir la protection cathodique et d'assurer la surveillance des pipelines laissés sur place après leur cessation d'exploitation de manière à éviter tout problème avec ceux qui continuent d'être exploités. Dans les cas où une protection cathodique efficace ne pourrait pas être maintenue, M. Bushman était d'avis qu'il faudrait enlever les conduites après leur cessation d'exploitation. Il a indiqué que l'entretien, la surveillance et le remplacement ou la mise à niveau du système de protection cathodique pour une période indéterminée constituaient des activités qui n'étaient pas banales.

**Autres intervenants**

La CAEPLA a accordé son appui à l'analyse de M. Bushman au sujet de la corrosion et de la protection cathodique.

Plusieurs intervenants ont aussi fait part de préoccupations liées aux incidences de la corrosion et à la perforation éventuelle des pipelines laissés sur place après leur cessation d'exploitation. Des intervenants ont indiqué que l'infiltration du sol dans des pipelines laissés sur place entraînerait une perte de terre végétale fertile. Par ailleurs, certains ont avancé que l'introduction de matières dans une conduite perforée par la corrosion pourrait mener au déplacement de contaminants et à certains enjeux connexes liés à la responsabilité. Quelques-uns ont mentionné que l'affaissement de pipelines laissés en place après leur cessation d'exploitation et celui du sol qui en résulterait pourraient être à l'origine d'un risque d'accident pour les opérateurs de machinerie agricole ou pour quiconque travaille à proximité.

L'UPA a déclaré être préoccupée par un scénario où les sociétés assureraient le financement d'activités pendant une période limitée après la cessation d'exploitation. Elle a dit ne pas vouloir que les propriétaires fonciers assument quelque risque que ce soit en termes de responsabilité après la cessation d'exploitation, en cas d'affaissement d'un pipeline ou de renardage.

***Opinion de l'Office***

Un des principes clés débattu dans les Motifs de décision RH-2-2008 était que les propriétaires fonciers ne devraient pas assumer les coûts liés à la cessation d'exploitation des pipelines. L'Office réaffirme son attachement à ce principe et continue de croire que

la mise en œuvre du cadre de travail et du plan d'action découlant de cette instance, modifiés en date du 1er juin 2012, constitue un pas important dans l'atteinte de cet objectif. À cet égard, il souligne qu'il a changé, dans sa lettre du 4 mars 2012, la façon de désigner la catégorie de coûts après la cessation d'exploitation, remplaçant « entretien perpétuel » par « provision pour activités après la cessation d'exploitation ». Comme l'Office l'a déjà mentionné, cette expression définit le concept de disponibilité de fonds au moment de la cessation d'exploitation pour couvrir les coûts des activités postérieures à celle-ci. L'Office rappelle que la catégorie de coûts « provisions pour activités après la cessation d'exploitation » vise à inclure les fonds pour assurer la surveillance et faire face aux situations nécessitant une réhabilitation.

**Provision financière pour la surveillance et les activités de réhabilitation**

L'Office constate qu'en ce qui a trait au calcul des coûts pour les activités après la cessation d'exploitation, les opinions des demandeurs divergent quant à la durée de la surveillance et à la période de responsabilité présumée pour les activités de réhabilitation. Dans le premier cas, la durée proposée varie de cinq ans à la perpétuité, tandis que, dans le second, elle se situe entre 10 ans et la perpétuité.

Pour appuyer leurs propositions, beaucoup de demandeurs ont affirmé qu'ils ne s'attendaient pas à ce que des mesures de réhabilitation soient nécessaires après la période indiquée. La plupart étaient aussi d'avis que l'abandon des canalisations sur place n'aurait que des répercussions négligeables au fil du temps. En revanche, les intervenants ont estimé que l'abandon des canalisations sur place ne serait pas sans conséquence pour les propriétaires fonciers. Les intervenants ont exprimé des préoccupations au sujet des questions matérielles liées à l'abandon sur place des canalisations, notamment en ce qui a trait à la corrosion, à la subsidence et à la contamination.

Pour ce qui est de la corrosion et de la subsidence, l'Office constate que les demandeurs sont généralement d'avis qu'il faudra sans doute des dizaines d'années avant que des perforations se produisent dans les canalisations abandonnées sur place. La majorité d'entre eux croient qu'on n'a pas à craindre un affaissement soudain d'une canalisation corrodée. Selon eux, quand la corrosion d'une canalisation est telle que l'intégrité structurale de celle-ci est en péril, la quantité de terre qui s'est infiltrée dans la canalisation à ce moment empêche l'affaissement. Selon les intervenants, la corrosion entraînerait la perforation et l'affaissement de la canalisation, ce qui aurait diverses conséquences négatives sur les propriétaires fonciers, comme la perte de terre végétale productive.

L'Office est d'avis que la nature de la corrosion peut dépendre d'une foule de facteurs propres aux divers emplacements. Selon lui, aucune canalisation abandonnée sur place n'échappera un jour à la corrosion. Le moment où cela se produira demeure une inconnue et dépend de nombreuses variables (comme l'état du revêtement de la canalisation au moment de la cessation d'exploitation). Comme l'ont reconnu quelques demandeurs, cela pourrait prendre de nombreuses années. L'Office estime, par ailleurs, que lorsque la corrosion apparaîtra – puisqu'elle apparaîtra –, elle pourrait amener une perforation de la canalisation qui permettra à de la terre ou d'autres matériaux de s'infiltrer dans la conduite. L'Office conclut que cela pourrait se traduire par une certaine subsidence.

Comme pour l'apparition de la corrosion, il n'est pas possible de savoir à quel moment cela se produira, et de nombreux facteurs entrent en ligne de compte.

L'Office admet, comme l'on fait les intervenants durant la présente audience, que la corrosion et la subsidence, en particulier des canalisations de moyen et de grand diamètre, auront des conséquences négatives sur les propriétaires fonciers. Selon lui, le moment où ces répercussions se manifesteront demeure inconnu et pourrait être loin dans l'avenir. Toutefois, selon l'Office, il est permis de croire que la subsidence prévue à la surface en raison de la corrosion, de la perforation et de l'infiltration de matériaux dans les canalisations de petit diamètre sera négligeable.

Pour ce qui est de la contamination, plusieurs demandeurs ont mentionné que les programmes de gestion de l'intégrité exhaustifs qu'ils ont mis en place couvrent toute la durée de l'exploitation de leurs réseaux, et que les problèmes de contamination seraient décelés au moment des examens menés sur place lors de la cessation d'exploitation. Ces demandeurs ne s'attendent pas à ce que de tels problèmes surgissent après l'abandon des canalisations. Toutefois, l'Office souligne les préoccupations des intervenants relativement à la possibilité que l'on détecte une contamination après l'abandon d'une canalisation.

L'Office prend acte des programmes de gestion de l'intégrité des demandeurs pour parer aux problèmes de contamination durant l'exploitation, mais accepte l'argument des intervenants évoquant la possibilité que l'on détecte une contamination après la cessation d'exploitation. Selon lui, on ignore quand une telle contamination après la cessation d'exploitation se produira, et même si elle se produira, et, le cas échéant, quand on la détectera. L'Office admet que les propriétaires fonciers pourraient subir un tort dans l'éventualité d'une contamination découverte après la cessation d'exploitation d'une canalisation, s'il n'y a pas de ressources financières suffisantes pour corriger la situation.

L'Office prend acte du fait que les demandeurs ont proposé diverses périodes de surveillance et de responsabilité pour la réhabilitation en cas d'événements imprévus après la cessation d'exploitation. Toutefois, comme on l'a déjà mentionné ci-dessus, on ignore quand la corrosion, la subsidence et la contamination apparaîtront et quels seront les effets possibles sur les propriétaires fonciers. Ces événements pourraient se produire longtemps après la période de surveillance et de responsabilité présumée pour les activités de réhabilitation proposées par la majorité des demandeurs. L'Office estime donc qu'à l'exception d'Enbridge et de Trans Nord, les périodes de surveillance et les durées de responsabilité présumée pour les activités de réhabilitation proposées par les demandeurs ne tiennent pas suffisamment compte de la possibilité que des événements se produisent après la cessation d'exploitation et aient des répercussions défavorables sur les propriétaires fonciers longtemps après. Aussi, l'Office juge-t-il insuffisantes et, de ce fait, non raisonnables, les périodes de surveillance et les durées de responsabilité présumée pour les activités de réhabilitation proposées par Alliance, Kinder Morgan, Trans Mountain, TransCanada et Westcoast.

Une surveillance perpétuelle diminuerait le risque de torts aux propriétaires fonciers par suite d'événement survenant après la cessation d'exploitation, puisque ceux-ci seraient détectés de façon plus précoce. Grâce à la disposition relative aux ressources financières pour la réhabilitation, des fonds seraient disponibles indéfiniment pour remédier à un

événement survenant après la cessation d'exploitation. Par conséquent, l'Office ordonne à tous les demandeurs de créer un fonds pour la surveillance et la réhabilitation perpétuelles des canalisations abandonnées sur place. L'Office ne prescrit pas la manière d'assurer la surveillance et la réhabilitation, ni l'entité qui doit s'en charger. La question de l'accès aux fonds sera examinée dans le cadre de l'analyse du mécanisme choisi par les sociétés pour créer cette réserve.

**Coûts des demandeurs pour la surveillance et la réhabilitation**

L'Office est d'avis que les coûts de surveillance et de réhabilitation proposés par Alliance, Kinder Morgan, Trans Mountain et Westcoast afin d'estimer les provisions pour activités après la cessation d'exploitation sont raisonnables, puisqu'ils sont basés sur les activités passées ou l'expérience de ces demandeurs. L'Office approuve ces coûts tels que déposés. Les demandeurs doivent utiliser ces coûts dans le calcul des provisions pour activités assurées indéfiniment après la cessation d'exploitation.

Par ailleurs, l'Office estime que les coûts de surveillance de TransCanada sont raisonnables, mais pas les coûts de réhabilitation, pour les raisons énoncées plus bas sous la rubrique Méthodes utilisées par les demandeurs. L'Office approuve les coûts de surveillance de TransCanada tels que déposés.

Enbridge et Trans-Nord ont utilisé les coûts de surveillance figurant dans les hypothèses de référence. Trans-Nord a utilisé également les coûts de réhabilitation des hypothèses de référence. L'Office considère que les coûts de surveillance proposés par Enbridge et Trans-Nord sont raisonnables. Il trouve aussi que les coûts de réhabilitation proposés par Trans-Nord sont raisonnables. L'Office approuve ces coûts tels que déposés.

Afin de calculer ses coûts de réhabilitation, Enbridge a utilisé ses propres coûts unitaires pour le retrait d'installations, en combinaison avec la méthode des hypothèses de référence applicable aux provisions pour activités après la cessation d'exploitation. L'Office juge que les coûts de réhabilitation proposés par Enbridge sont raisonnables. Pour plus d'information sur les coûts unitaires d'Enbridge pour le retrait d'installations, voir le chapitre 4.

**Méthodes utilisées par les demandeurs**

L'Office est d'avis que les méthodes employées par Alliance, Kinder Morgan, Trans Mountain et Westcoast afin d'estimer les provisions pour activités après la cessation d'exploitation sont raisonnables. Il trouve aussi que ces demandeurs ont estimé de façon raisonnable le nombre d'activités de réhabilitation par année et les coûts y afférents. Les méthodes employées par ces demandeurs pour déterminer leurs coûts estimatifs de surveillance et de réhabilitation sont fondées sur leur expérience en matière d'exploitation et d'entretien, de même que sur la connaissance spécifique de leurs réseaux pipeliniers et du terrain qu'ils traversent.

L'Office note qu'Enbridge et Trans-Nord ont employé la méthode de cessation d'exploitation figurant dans les hypothèses de référence. À son avis, la méthode employée par ces demandeurs est raisonnable.

TransCanada a exprimé le coût des activités de réhabilitation en pourcentage (35 %) du coût annuel total de ses activités de surveillance. L'Office fait remarquer que la méthode

employée par TransCanada ne donne pas d'information sur la fréquence et le coût des activités de réhabilitation après la cessation d'exploitation. Selon lui, la méthode utilisée par TransCanada, consistant à exprimer les coûts de réhabilitation en tant que fonction des coûts annuels de surveillance, n'est pas suffisamment justifiée. De plus, l'Office n'est pas convaincu que les fonds affectés aux activités de réhabilitation devraient être calculés seulement en tant que fonction des coûts de surveillance. Il se serait attendu à ce que TransCanada ajoute d'autres facteurs dans le calcul des coûts de réhabilitation, notamment la fréquence escomptée des activités de réhabilitation. L'Office n'est donc pas persuadé que la méthode de TransCanada soit raisonnable. Compte tenu de sa décision à cet égard, l'Office trouve aussi que la méthode employée par TransCanada ne permettra pas de réserver suffisamment de fonds pour s'occuper des activités de réhabilitation éventuelles après la cessation d'exploitation.

TransCanada n'ayant pas réussi à justifier sa méthode par rapport à celle des hypothèses de référence, l'Office doit déterminer quels seraient des coûts de réhabilitation et une méthode raisonnables. L'Office a examiné la réponse de TransCanada à une demande qu'il a effectuée pendant l'audience dans le but d'obtenir une estimation à l'aide des hypothèses de référence. Cette estimation incluait la méthode des hypothèses de référence applicable aux provisions pour activités après la cessation d'exploitation L'Office a aussi pris en compte les commentaires de TransCanada relativement à la difficulté d'estimer les activités de réhabilitation en raison du manque de données disponibles. Néanmoins, compte tenu de tout ce qui précède, l'Office trouve que l'approche des hypothèses de référence applicable à la réhabilitation et à la méthode constitue un point de départ raisonnable, prudent et adéquat pour l'établissement par TransCanada de la provision pour activités après la cessation d'exploitation. L'Office ordonne donc à TransCanada de se servir de la méthode des hypothèses de référence. Il fait remarquer que les coûts estimatifs seront revus périodiquement (au moins tous les cinq ans). Par conséquent, si TransCanada désire adopter une méthode différente pour déterminer les coûts de réhabilitation, elle pourra le faire lors de dépôts futurs. Cependant, comme l'Office l'a mentionné dans les Motifs de décision RH-2-2008, les sociétés pipelinières qui choisissent de déposer des coûts estimatifs spécifiques à leurs pipelines devraient être prêtes à justifier tout écart par rapport aux hypothèses de référence.

**Provisions pour activités après la cessation d'exploitation déposées par les demandeurs**

Compte tenu de tout ce qui précède, l'Office approuve les provisions déposées par Trans-Nord et Enbridge pour activités après la cessation d'exploitation. Il ordonne à Alliance, Kinder Morgan, Trans Mountain et Westcoast de redéposer leurs provisions pour activités après la cessation d'exploitation en utilisant leur propre méthode de calcul des coûts de surveillance et de réhabilitation, mais en rajustant les montants pour prévoir ces activités indéfiniment.

Enfin, l'Office ordonne à TransCanada de redéposer les provisions pour activités après la cessation d'exploitation en utilisant les coûts de surveillance spécifiques à la société. En ce qui concerne les provisions pour activités de réhabilitation après la cessation d'exploitation, TransCanada est tenue d'appliquer la méthode des hypothèses de référence à l'aide de ses propres hypothèses pour les coûts unitaires relatifs au retrait d'installations.

TransCanada doit également prévoir des provisions pour activités de surveillance et de réhabilitation perpétuelles après la cessation d'exploitation.

**Protection cathodique**

L'Office note que certains demandeurs ont inclus, ou incluront plus tard, dans leurs coûts estimatifs des provisions financières pour la protection cathodique. Il admet la preuve fournie à l'instance pour décrire les difficultés et détails pratiques relatifs au maintien de la protection cathodique après la cessation d'exploitation.

L'Office estime qu'il est préférable d'évaluer les décisions relatives aux provisions financières pour le maintien de la protection cathodique au cas par cas. Dans certains cas par exemple, les demandeurs peuvent déterminer, de concert avec les parties prenantes, que la protection cathodique convient aux pipelines qui sont laissés sur place afin d'éviter les effets négatifs sur d'autres infrastructures dans les mêmes emprises. Le maintien de la protection cathodique peut représenter un facteur particulièrement important pour les réseaux pipeliniers comportant plusieurs pipelines dans une même emprise, si ces pipelines sont susceptibles d'être abandonnés simultanément. Dans d'autres cas, la protection cathodique peut être nécessaire pour respecter les obligations contractuelles.

## Chapitre 7

# Autres questions soulevées

### 7.1 Questions concernant les propriétaires fonciers

#### 7.1.1 Contexte

Tout au long de la présente instance, les demandeurs et les intervenants ont transmis de l'information à l'Office; ce dernier en prend acte et salue toutes les formes de participation. L'Office indique que la présente instance ne comportant pas d'audience orale sur des installations, aucune aide financière n'était offerte au titre de son programme d'aide financière aux participants. En outre, aucune aide de la sorte n'a été accordée aux intervenants pour leur participation.

L'information fournie par les intervenants est contenue dans plusieurs chapitres des présents Motifs de décision. Le lecteur trouvera celles qui traitent de la distinction entre les catégories Terres agricoles cultivées et Terres agricoles non cultivées au chapitre 2. Les points de vue des propriétaires fonciers concernant les accords de servitude et les plans matériels pour la cessation d'exploitation, en particulier lorsqu'il est proposé d'abandonner les pipelines sur place, sont exposés au chapitre 3. Leurs préoccupations relativement à la contamination, à la subsidence et à la corrosion sont décrites aux chapitres 3 et 6.

Outre l'information provenant des intervenants, dont il est fait mention dans les chapitres précédents, plusieurs questions ont été soulevées par les intervenants tout au long de l'instance, mais elles dépassaient la portée de l'audience. Ces questions sont examinées ci-dessous.

#### 7.1.2 Incertitude au sujet de la surveillance réglementaire actuelle et future, des obligations juridiques et de la responsabilité légale possible

Les intervenants se sont dits préoccupés par la situation qui prévaut quand un pipeline abandonné cesse de relever de l'Office. Ils estiment que la surveillance réglementaire doit être maintenue, en particulier dans les cas où le pipeline reste dans une emprise abritant déjà plusieurs canalisations abandonnées.

Les propriétaires fonciers ont exprimé leurs craintes que des installations laissées sur place se dégradent et contaminent leurs terres et les sols. Ils ont aussi manifesté leur appréhension de se trouver, si cela se produit, sans recours possible pour résoudre des problèmes survenus après la cessation d'exploitation.

Les intervenants ont affirmé être inquiets que les futures exigences réglementaires applicables au moment de la cessation d'exploitation leur transfèrent des risques et des coûts qu'ils devront assumer.

Ils ont aussi soulevé des préoccupations au sujet des diverses lois provinciales relatives à la sécurité et à l'environnement qui pourraient toucher leurs terres et leurs activités agricoles. En Saskatchewan et en Ontario, par exemple, on oblige les propriétaires fonciers à élaborer et à faire approuver des plans agroenvironnementaux. Les propriétaires fonciers ont dit craindre que des pipelines abandonnés sur leurs terres les exposent, en vertu des lois provinciales, aux mêmes

risques et obligations juridiques que les autres sources éventuelles de contamination souterraine, comme les réservoirs de carburant.

### 7.1.3 Autres répercussions financières

Les propriétaires fonciers ont parlé des critiques négatives associées aux terres abritant des pipelines, que l'on voit comme une sorte de tare. Ils ont affirmé que les terres traversées par des pipelines sont généralement dévaluées par rapport aux autres. Ils ont aussi soutenu que, lorsque le tracé des pipelines n'est pas rectiligne ou qu'il complique les activités agricoles, la valeur perçue des terres peut être réduite davantage.

L'UPA a fait état des difficultés qu'ont les agriculteurs à obtenir du financement des institutions financières qui exigent des garanties sur le plan environnemental à l'égard des terres. La SAPL a relaté des situations où des propriétaires fonciers traitant avec des établissements de crédit ont dû produire des plans agroenvironnementaux à jour et des copies des accords de servitude pour étayer leurs demandes de crédit garanties par leurs terres. M. Kraayenbrink a déclaré qu'il n'est pas rare que les établissements de crédit exigent des inspections environnementales des propriétaires fonciers qui songent à vendre leurs terres.

### 7.1.4 Autres recherches et études

En réponse à l'admission des demandeurs sur la nécessité de réaliser d'autres recherches et études sur les questions techniques de la cessation d'exploitation, les propriétaires fonciers ont manifesté leur désir d'y participer et déclaré s'attendre à ce que l'on tienne compte de leur point de vue dans d'éventuelles initiatives du genre.

***Opinion de l'Office***

L'Office prend acte des préoccupations des intervenants à l'égard de la surveillance réglementaire future. Comme il l'a déjà indiqué, sa compétence sur un pipeline s'arrête au moment où l'ordonnance autorisant la cessation d'exploitation de ce pipeline entre en vigueur. En général, une telle ordonnance comporte des conditions que les sociétés doivent remplir intégralement avant que l'ordonnance prenne effet. En d'autres termes, le pipeline continue de relever de l'Office tant que toutes les conditions ne sont pas satisfaites.

L'Office juge que les préoccupations des intervenants évoquées dans la présente section s'inscrivent dans un débat plus large sur la cessation d'exploitation des pipelines et les relations entre les propriétaires fonciers, les sociétés et les autres acteurs. Au chapitre 3 des présents Motifs de décision, l'Office a déclaré que les questions matérielles de la cessation d'exploitation des pipelines exigeaient des recherches plus poussées et que l'on devait préconiser une approche multipartite pour combler les lacunes dans les connaissances. L'Office encourage donc toutes les personnes participant à des recherches portant sur la cessation d'exploitation des pipelines à envisager d'autres moyens d'atténuer les préoccupations décrites par les propriétaires fonciers ou d'y remédier.

### 7.1.5 Relations et programmes de consultation et de communication

Quelques intervenants ont soulevé des inquiétudes à l'égard des obstacles financiers inhérents à la participation à des initiatives de consultation entreprises par les sociétés. Les propriétaires fonciers ont fait le même constat en ce qui a trait aux enquêtes émanant des sociétés, et se sont

demandé si elles présentaient véritablement les points de vue des propriétaires fonciers au sujet des projets pipeliniers ou des questions liées à la cessation d'exploitation. Ils ont aussi mentionné une impression généralisée de déséquilibre des forces entre eux et les sociétés, donnant en exemple les négociations et les droits d'accès.

La SAPL a relaté quelques améliorations qui ont été apportées par les sociétés à leurs processus de consultation et a cité le projet Alberta Clipper comme exemple récent.

***Opinion de l'Office***

L'Office juge que les consultations et les échanges entre les sociétés et les propriétaires fonciers sont essentiels à toutes les phases du cycle de vie d'un pipeline, de la construction jusqu'à la cessation d'exploitation et au-delà. Il prend acte des préoccupations exprimées par les intervenants et souligne le commentaire de la SAPL au sujet des améliorations qui ont été apportées, dans certains cas, aux consultations et communications entre les sociétés et les propriétaires fonciers. Il rappelle la déclaration d'Enbridge selon laquelle il y aura des occasions de favoriser la participation des propriétaires fonciers, et l'évocation d'un fonds constitué par l'industrie pour soutenir les efforts en vue d'établir des relations avec les parties prenantes.

En ce qui a trait à l'objectif que les sociétés réglementées par l'Office constituent un fonds pour la cessation d'exploitation, l'Office indique que la présente instance n'est qu'une étape dans ce processus continu. Comme il est mentionné au chapitre 3, certains demandeurs ont mené des consultations auprès des propriétaires fonciers avant de déposer leurs coûts estimatifs de cessation d'exploitation. Puisque ceux-ci seront soumis à un examen périodique (tous les cinq ans), l'Office encourage les demandeurs à tenir compte des commentaires formulés par les propriétaires fonciers dans la présente instance en ce qui a trait aux consultations et aux communications et, dans la mesure du possible, de peaufiner leurs mécanismes de consultation en ayant ces commentaires à l'esprit. L'Office invite aussi les demandeurs à consulter sérieusement les propriétaires fonciers et leurs associations longtemps avant le prochain examen des coûts estimatifs, plus particulièrement en ce qui a trait aux critères sous-jacents à ces coûts.

## 7.2 Prochaines étapes

Le plan d'action quinquennal de l'Office, mentionné initialement dans les Motifs de décision RH-2-2008, expose les étapes de la constitution par toutes les sociétés d'un fonds pour la cessation d'exploitation au plus tard cinq ans après la date de la décision. Le plan d'action a été révisé le 1er juin 2012 et figure à l'annexe I. Bien que le calendrier d'exécution s'étende de mai 2009 à 2014, l'Office s'attend, comme il l'a indiqué dans sa lettre du 4 mars 2010, à ce que le processus visant à assurer la disponibilité des fonds, ainsi que l'information à l'appui de ce processus, continue à évoluer après la date d'échéance.

### 7.2.1 Uniformité des futurs dépôts sur les coûts estimatifs de la cessation d'exploitation

Dans les présents Motifs de décision, l'Office a relevé un certain nombre d'éléments où une plus grande uniformité entre les demandeurs faciliterait l'examen des futurs dépôts de coûts estimatifs, par exemple, les définitions relatives à l'utilisation des terres. Ces éléments sont abordés aux chapitres 2, 4, 5 et 6 de la présente décision.

L'Office encourage vivement les sociétés à travailler avec son personnel, les propriétaires fonciers (ou leurs associations) et les autres personnes intéressées à assurer l'uniformité, autant que possible, des catégories d'utilisation des terres et des méthodes d'estimation des coûts. L'Office souligne qu'une telle coordination lui serait particulièrement utile avant d'examiner les coûts estimatifs déposés. Outre les éléments relevés dans les présents Motifs de décision, l'Office encourage les sociétés à aborder tout autre aspect qui gagnerait, selon elles, à être plus uniforme.

### 7.2.2 Autres possibilités de collaboration future

En plus des éléments que l'on gagnerait à uniformiser davantage, l'Office a relevé dans les présents Motifs de décision d'autres aspects où la collaboration entre les sociétés, le personnel de l'Office, les propriétaires fonciers (ou leurs associations) et les autres personnes intéressées serait utile. Par exemple, l'Office a mentionné au chapitre 3 que des recherches plus approfondies sur les questions matérielles de la cessation d'exploitation étaient nécessaires pour mieux comprendre les répercussions de l'abandon sur place des pipelines. L'Office incite les sociétés à envisager d'autres aspects qui pourraient bénéficier de recherches approfondies et d'un suivi, par exemple, la segmentation adéquate et la réduction au minimum de la corrosion et de la subsidence.

Dans sa lettre du 4 mars 2010, l'Office a précisé que son objectif était d'actualiser les hypothèses de référence tant qu'elles se révéleront utiles pour établir, modifier et évaluer les coûts estimatifs préliminaires de la cessation d'exploitation. Il a aussi fait part de son intention de revoir les hypothèses de référence au moins tous les cinq ans. Il constate que les demandeurs à l'instance MH-001-2012 se sont servis des hypothèses de référence pour certains éléments de leurs coûts estimatifs, et ont déposé des renseignements propres au pipeline pour d'autres éléments. Si le maintien et l'actualisation des hypothèses de référence sont utiles pour les sociétés à mesure que de nouvelles données sont disponibles, l'Office travaillera avec ces sociétés, les propriétaires fonciers et d'autres personnes intéressées pour apporter les changements requis.

### 7.2.3 Plan d'action et autres mesures supplémentaires

Certaines étapes du plan d'action n'ont pas encore été franchies. L'Office est déterminé à respecter les délais fixés pour toutes les étapes du plan d'action.

Depuis le lancement de celui-ci, l'Office a relevé d'autres mesures à prendre à l'avenir. Le tableau qui suit renferme les prochains repères indiqués par l'Office jusqu'à présent.

| Sujet | Mesure | Partie | Délai d'exécution prévu |
|---|---|---|---|
| Mécanisme pour la mise de côté des fonds | Déposer les mécanismes proposés pour la mise de côté de fonds | Sociétés du Groupe 1 | Au plus tard le 28 février 2013 |
| Coûts estimatifs révisés de la cessation d'exploitation | Les sociétés déposent leurs coûts estimatifs révisés de la cessation d'exploitation suivant les instructions données par l'Office dans les présents Motifs de décision. | Sociétés du Groupe 1 | Au plus tard le 16 avril 2013 |
| Mécanisme de prélèvement de fonds | Dépôt des mécanismes proposés pour le prélèvement de fonds. Ces dépôts devraient comprendre des coûts estimatifs établis selon les instructions données par l'Office dans les Motifs de décision. | Sociétés du Groupe 1 | Au plus tard le 31 mai 2013 |
| Rapports | Les sociétés font rapport à l'Office des progrès réalisés en ce qui a trait au prélèvement et au rendement des fonds, tel qu'il est prévu dans la lettre du 4 mars 2010 de l'Office. | Toutes les sociétés réglementées | À déterminer |
| Actualisation des coûts estimatifs de cessation d'exploitation | Les sociétés mettent à jour leurs coûts estimatifs de cessation d'exploitation pour intégrer de nouvelles données. | Toutes les sociétés réglementées | À déterminer |

Chapitre 8

# Directives et dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos motifs de décision relativement aux demandes que l'Office a examinées durant l'instance MH-001-2012. Sous réserve des directives adressées aux demandeurs ci-dessous, l'Office approuve leurs coûts estimatifs tels que déposés. Lorsque l'Office indique qu'il accepte ces coûts estimatifs, sa décision est fondée uniquement sur les données propres aux demandeurs et aux pipelines à l'étude au cours de l'instance, et vise uniquement ceux-ci. Les demandeurs dont l'Office exige qu'il présente à nouveau leurs coûts estimatifs ont jusqu'au 16 avril 2013 pour se conformer à cette requête.

## 8.1 Alliance

L'Office ordonne à Alliance de déposer à nouveau ses coûts estimatifs en supposant l'enlèvement de 20 % de pipelines de moyen et de grand diamètre dans les sous-catégories d'utilisation des terres Terres agricoles cultivées et Terres agricoles non cultivées. Les nouveaux coûts estimatifs d'Alliance doivent aussi poser comme hypothèse l'enlèvement de 100 % de pipelines de moyen et de grand diamètre pour le développement industriel et résidentiel dans la sous-catégorie Terres non agricoles – Mise en valeur éventuelle. Enfin, elle doit rajuster la catégorie de coût 3b (provision pour activités après la cessation d'exploitation) afin d'inclure la surveillance et la réhabilitation perpétuelles, et utiliser sa propre méthode de calcul (approuvée par l'Office au chapitre 6) pour ces coûts. L'Office approuve tous les autres éléments des coûts estimatifs d'Alliance tels quels.

## 8.2 Pipelines Enbridge

L'Office ordonne à Pipelines Enbridge de déposer à nouveau ses coûts estimatifs en supposant l'enlèvement de 20 % de pipelines de moyen et de grand diamètre dans les sous-catégories d'utilisation des terres Terres agricoles cultivées et Terres agricoles non cultivées. L'Office approuve tous les autres éléments des coûts estimatifs de Pipelines Enbridge.

## 8.3 Enbridge (NW)

L'Office approuve les coûts estimatifs d'Enbridge (NW) tels que déposés.

## 8.4 Foothills

L'Office ordonne à Foothills de déposer à nouveau ses coûts estimatifs en supposant l'enlèvement de 20 % de pipelines de grand diamètre dans les sous-catégories d'utilisation des terres Terres agricoles cultivées et Terres agricoles non cultivées. Foothills doit aussi rajuster la catégorie de coût 3b (provision pour activités après la cessation d'exploitation) afin d'inclure la surveillance et la réhabilitation perpétuelles, et utiliser ses propres coûts de surveillance et d'enlèvement (approuvés par l'Office au chapitre 6), mais à partir des hypothèses de référence. Enfin, l'Office ordonne à Foothills d'inscrire les coûts imprévus dans un poste distinct de ses nouveaux coûts estimatifs. L'Office approuve tous les autres éléments des coûts estimatifs de Foothills tels que déposés.

## 8.5 Kinder Morgan

L'Office ordonne à Kinder Morgan de déposer à nouveau ses coûts estimatifs en rajustant la catégorie de coût 3b (provision pour les activités après la cessation d'exploitation) afin d'inclure la surveillance et la réhabilitation perpétuelles. Aux fins du rajustement, Kinder Morgan doit utiliser sa propre méthode de calcul des coûts de surveillance et de réhabilitation approuvée par l'Office au chapitre 6.

L'Office ordonne aussi à Kinder Morgan d'inclure dans ses nouveaux coûts estimatifs les coûts liés à ses activités de segmentation à un intervalle variant de 400 mètres à 6 km. Elle doit également justifier l'intervalle choisi. Les coûts des activités de segmentation doivent être calculés à partir des coûts de pipeline déposés par Kinder Morgan (et approuvés par l'Office au chapitre 4) pour la coupe et l'obturation aux franchissements de cours d'eau. Dans l'éventualité où Kinder Morgan jugerait qu'il est préférable d'utiliser un autre coût que celui-ci pour les activités de segmentation, elle doit justifier aussi ce choix et expliquer pourquoi il en est ainsi.

L'Office approuve tous les autres éléments des coûts estimatifs de Kinder Morgan tels que déposés.

## 8.6 NGTL

L'Office ordonne à NGTL de déposer à nouveau ses coûts estimatifs en supposant l'enlèvement de 20 % de pipelines de moyen et de grand diamètre dans les sous-catégories d'utilisation des terres Terres agricoles cultivées et Terres agricoles non cultivées. NGTL doit aussi rajuster la catégorie de coût 3b (provision pour activités après la cessation d'exploitation) afin d'inclure la surveillance et la réhabilitation perpétuelles, et utiliser ses propres coûts de surveillance (approuvés par l'Office au chapitre 6) ainsi que ses propres coûts d'enlèvement (approuvés par l'Office au chapitre 4), mais à partir des hypothèses de référence. Enfin, l'Office ordonne à NGTL d'inscrire les coûts imprévus dans un poste distinct de ses nouveaux coûts estimatifs. L'Office approuve tous les autres éléments des coûts estimatifs de NGTL tels que déposés.

## 8.7 TQM

L'Office ordonne à TQM de déposer à nouveau ses coûts estimatifs en supposant l'enlèvement de 20 % de pipelines de moyen et de grand diamètre dans les sous-catégories d'utilisation des terres Terres agricoles cultivées et Terres agricoles non cultivées. L'Office ordonne aussi à TQM de rajuster la catégorie de coût 3b (provision pour activités après la cessation d'exploitation) afin d'inclure la surveillance et la réhabilitation perpétuelles, et utiliser ses propres coûts de surveillance (approuvés par l'Office au chapitre 6) ainsi que ses propres coûts d'enlèvement (approuvés par l'Office au chapitre 4), mais à partir des hypothèses de référence. Enfin, l'Office ordonne à TQM d'inscrire les coûts imprévus dans un poste distinct de ses nouveaux coûts estimatifs. L'Office approuve tous les autres éléments des coûts estimatifs de TQM tels que déposés.

## 8.8 Trans Mountain

L'Office ordonne à Trans Mountain de déposer à nouveau ses coûts estimatifs en supposant l'enlèvement de 20 % de pipelines de moyen et de grand diamètre dans la sous-catégorie d'utilisation des terres Terres agricoles cultivées et l'enlèvement de pipeline de moyen diamètre dans la sous-catégorie Terres agricoles non cultivées. L'Office ordonne aussi à Trans Mountain de rajuster la catégorie de coût 3b (provision pour activités après la cessation d'exploitation) afin

d'assurer la surveillance et la réhabilitation perpétuelles, et utiliser sa propre méthode de calcul des coûts de surveillance et de réhabilitation (approuvée par l'Office au chapitre 6). L'Office approuve tous les autres éléments des coûts estimatifs de Trans Mountain tels quels.

### 8.9 TransCanada Keystone

L'Office ordonne à TransCanada Keystone de déposer à nouveau ses coûts estimatifs en supposant l'enlèvement de 20 % de pipelines de grand diamètre dans les sous-catégories d'utilisation des terres Terres agricoles cultivées et Terres agricoles non cultivées. L'Office ordonne aussi à TransCanada Keystone de rajuster la catégorie de coût 3b (provision pour activités après la cessation d'exploitation) afin d'inclure la surveillance et la réhabilitation perpétuelles, et utiliser ses propres coûts de surveillance (approuvés par l'Office au chapitre 6) ainsi que ses propres coûts d'enlèvement (approuvés par l'Office au chapitre 4), mais à partir des hypothèses de référence. Enfin, l'Office ordonne à TransCanada Keystone d'inscrire les coûts imprévus dans un poste distinct de ses coûts estimatifs révisés. L'Office approuve tous les autres éléments des coûts estimatifs de TransCanada Keystone tels que déposés.

### 8.10 TransCanada PipeLines

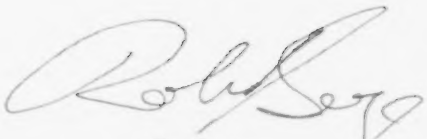
L'Office ordonne à TransCanada PipeLines de déposer à nouveau ses coûts estimatifs en supposant l'enlèvement de 20 % de pipelines de moyen et de grand diamètre dans les sous-catégories d'utilisation des terres Terres agricoles cultivées et Terres agricoles non cultivées. L'Office ordonne aussi à TransCanada PipeLines de rajuster la catégorie de coût 3b (provision pour activités après la cessation d'exploitation) afin d'inclure la surveillance et la réhabilitation perptuelles, et utilier ses propres coûts de surveillance (approuvés par l'Office au chapitre 6) ainsi que ses propres coûts d'enlèvement (approuvés par l'Office au chapitre 4), mais à partir des hypothèses de référence. Enfin, l'Office ordonne à TransCanada PipeLines d'inscrire les coûts imprévus dans un poste distinct de ses coûts estimatifs révisés. L'Office approuve tous les autres éléments des coûts estimatifs de TransCanada PipeLines tels que déposés.

### 8.11 Trans-Nord

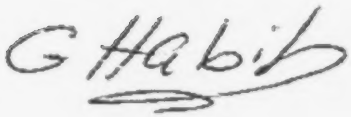
L'Office ordonne à Trans-Nord de déposer à nouveau ses coûts estimatifs en supposant l'enlèvement de 20 % de pipelines de moyen diamètre dans les sous-catégories d'utilisation des terres Terres agricoles cultivées et Terres agricoles non cultivées. L'Office approuve tous les autres éléments des coûts estimatifs de Trans-Nord tels quels.

### 8.12 Westcoast

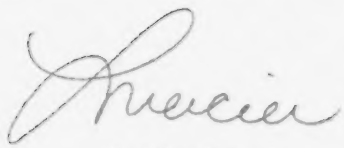
L'Office ordonne à Westcoast de déposer à nouveau ses coûts estimatifs en supposant l'enlèvement de 20 % de pipelines de moyen et de grand diamètre dans les sous-catégories d'utilisation des terres Terres agricoles cultivées et Terres agricoles non cultivées. L'Office ordonne aussi à Westcoast de rajuster la catégorie de coût 3b (provision pour activités après la cessation d'exploitation) afin d'inclure la surveillance et la réhabilitation perpétuelles, et utiliser sa propre méthode de calcul des coûts de surveillance et de réhabilitation (approuvée par l'Office au chapitre 6). L'Office approuve tous les autres éléments des coûts estimatifs de Westcoast tels que déposés.



R. George
Membre présidant l'audience



G. A. Habib
Membre



L. Mercier
Membre

## Annexe I

# Plan d'action révisé

| Tableau 4-1, extrait de la décision RH-2-2008<br>Plan d'action, dates limites révisées au 1er juin 2012 | | | |
|---|---|---|---|
| **Mesure** | **Objectif** | **Participants** | **Date d'exécution** |
| 5. L'ONÉ examine les estimations préliminaires des sociétés du Groupe 1 qui se fondent sur des hypothèses spécifiques au pipeline ou sur une combinaison d'hypothèses spécifiques et d'hypothèses de référence | Rendre des décisions au sujet des estimations préliminaires des sociétés du Groupe 1 | ONÉ | Voir l'ordonnance d'audience MH-001-2012 et la directive procédurale du 1er mai 2012 |
| 6a. Chaque société du Groupe 1 dépose, **aux fins d'approbation**, les processus et mécanismes proposés pour mettre des fonds de côté. | Déposer les mécanismes proposés pour la mise de côté des fonds | Sociétés du Groupe 1 | Au plus tard le 28 février 2013 |
| 6b. Chaque société du Groupe 1 dépose, **aux fins d'approbation**, une proposition pour le prélèvement des fonds. | Déposer les modes de prélèvement proposés | Sociétés du Groupe 1 | Au plus tard le 31 mai 2013 |
| *7 (terminé)* | | | |
| 8. Chaque société du Groupe 2 qui perçoit des droits dépose une proposition pour le prélèvement des fonds. | Déposer les mécanismes de prélèvement proposés | Sociétés du Groupe 2 qui perçoivent des droits | Au plus tard le 31 mai 2013 |
| 9. Chaque société du Groupe 2 dépose à l'Office les processus et mécanismes proposés pour la mise de côté des fonds. | Déposer les mécanismes proposés pour mettre les fonds de côté | Sociétés du Groupe 2 | Au plus tard le 31 mai 2013 |
| 10. L'ONÉ examine les propositions des sociétés du Groupe 1 concernant les mécanismes de prélèvement et de mise de côté des fonds | Rendre des décisions sur les mécanismes de prélèvement et de mise de côté des fonds des sociétés du Groupe 1 | ONÉ | D'ici le 31 mai 2014 |

## Annexe II

# Tableau A-1

**1re étape : Analyse de l'utilisation des terres** – Utiliser le tableau ci-dessous pour déterminer le nombre de kilomètres de pipeline dans chaque catégorie sur l'utilisation des terres et le diamètre du pipeline. Pour les installations en surface, déterminer l'équipement et les dispositifs (p. ex. : nombre de réservoirs ou de compresseurs).

**Tableau A-1 : Cadre de travail pour l'analyse sur l'utilisation des terres aux fins des estimations de coût préliminaires**

| Utilisation des terres | | Diamètre du pipeline | | | Installations en surface |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 2-12 po 60,3-323,9 mm | 14-24 po 355,6-610 mm | >26 po >660 mm | |
| **Terres agricoles** | Culture | | | | |
| | Culture et fonctions spéciales | | | | |
| | Terres non cultivées | | | | |
| **Terres non agricoles** | Terres mises en valeur | | | | |
| | Mise en valeur éventuelle | | | | |
| | Aucune mise en valeur prévue (p. ex., terres forestières) | | | | |
| **Autres** | Zones écosensibles | | | | |
| | Routes et voies ferrées | | | | |
| | Franchissements de plans d'eau | | | | |
| | Croisements (services publics) | | | | |

## Annexe III

# Tableau A-2

**2e étape :** Si le scénario de référence est utilisé, appliquer les données du tableau A-2 au tableau 1 pour déterminer la méthode de cessation d'exploitation aux fins des estimations de coût.

**Tableau A-2 : Hypothèse relative à l'aspect physique selon l'utilisation des terres et l'installation aux fins des estimations de coût préliminaires**

| Utilisation des terres | | Diamètre du pipeline | | | Installations en surface |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 2-12 po 60,3-323,9 mm | 14-24 po 355,6-610 mm | >26 po >660 mm | |
| Terres agricoles | Culture | A : 80 % (R : 20 %) | A : 80 % (R : 20 %) | A : 80 % (R : 20 %) | R |
| | Culture et fonctions spéciales | R | R | R | R |
| | Terres non clutivées | A : 80 % (R : 20 %) | A : 80 % (R : 20 %) | A : 80 % (R : 20 %) | R |
| Terres non agricoles | Terres mises en valeur | A | A | A | R |
| | Mise en valeur éventuelle | R | R | R | R |
| | Aucune mise en valeur prévue (p. ex., terres forestières) | A : 80 % (R : 20 %) | A : 80 % (R : 20 %) | A : 80 % (R : 20 %) | R |
| Autres | Zones écosensibles | A | A | A | R |
| | Routes et voies ferrées | A+ | A+ | A+ | R |
| | Franchissements de plans d'eau | A | A | A | R |
| | Croisements (services publics) | A | A+ | A+ | R |

Légende : A = Abandon sur place, A+ = Abandon sur place avec traitement particulier[2], R = Retrait

**3e étape :** Utiliser la grille de définition des coûts du tableau A-3 pour estimer le coût par catégorie en vue de la cessation d'exploitation.

2 L'ACPE définit A+ comme suit : abandon sur place avec traitement particulier visant à prévenir l'affaissement des sols (p. ex., remplir le pipeline de ciment).

## Annexe IV

# Tableau A-3 révisé

### Coûts unitaires pour la cessation d'exploitation

Tableau A-3 (avec les définitions du 4 mars 2010) incluant les coûts unitaires dressés en 2010.

| Tableau A-3 révisé | |
|---|---|
| **Tableau A-3 – Grille de définition des coûts de référence** | **Décembre 2010** |

| | Grande catégorie | Méthode[1] | | Éléments pouvant être inclus | Valeur estimative pour les facteurs de coût [2](2010, $ CA) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1. | Ingénierie et gestion de projet | A | R | Réglementation, soutien juridique et financier, relations extérieures et soutien des spécialistes fonciers, environnement, soutien santé et sécurité, soutien exploitation, consultation des parties prenantes. Estimations de coûts détaillées, planification, demandes, études techniques et environnementales détaillées. Ingénierie et gestion de projet, gestion de construction, contrôle de projet et des coûts. | Appliquer le facteur indiqué à la somme des coûts dans les catégories 2a), 2b), 3a), 4, 5a), 5b) et 6. | | | |
| | | | | | Projet de cessation d'exploitation[3] | Appliquer | | |
| | | | | | <50 km | 20 % | | |
| | | | | | de 50 à 500 km | 10 % | | |
| | | | | | >500 km | 5 % | | |
| | Définitions du diamètre de la canalisation utilisées dans les valeurs estimées ci-dessous (telles qu'énoncées dans le tableau A-1 de la version du 4 mars 2010) | | | | Diamètre de la canalisation | Petit | Moyen | Grand |
| | | | | | Impérial | de 2 à 12 po | de >12 po à <26 po | ≥26 po |
| | | | | | Métrique | de 60,3 à 323,9 mm | de >323,9 mm à <660 mm | ≥660 mm |
| 2. | **Préparation en vue de la cessation d'exploitation[4]** - Facteurs regroupant 2a) et 2b), applicables à tous les km de canalisation retirée ou laissée sur place. | | | | | | | |
| 2a) | Accès aux terres et nettoyage | A | R | Droits d'accès et permis, aire de travail provisoire, dommages, remise en place des repères géodésiques, étude de l'état définitif, mise à jour du SIG, droits de | Coût unitaire du kilomètre | | Diamètre de la canalisation | |
| | | | | | | | Petit | Moyen | Grand |
| | | | | | Plage | inférieure | 4000 $ | 6000 $ | 12 000 $ |

[1] Méthode A, A+ ou R respectivement : abandon sur place; abandon sur place avec traitement particulier; retrait. Aux fins de l'estimation de coût préliminaire, les facteurs de coût décrits ici seraient appliqués par les sociétés utilisant le scénario de référence. Pour les pipelines laissés sur place, toutes les rangées renfermant un A ou un A+ s'appliquent; pour les pipelines qui sont retirés, toutes les rangées comportant un R s'appliquent.

[2] Les coûts estimatifs correspondent à des moyennes normales pour le réseau pipelinier. Pour des tronçons précis à l'intérieur du réseau, les coûts unitaires réels peuvent varier davantage.

[3] Un projet de cessation d'exploitation peut inclure un réseau pipelinier tout entier ou de plus petites sections abandonnées séparément.

[4] Les subdivisions a) et b) de certaines grandes catégories ne devaient être nécessaires que jusqu'à ce qu'un examen plus approfondi des valeurs monétaires soit effectué. Les données estimatives courantes ont éliminé certaines subdivisions a) et b).

| | Grande catégorie | Méthode[1] | | Éléments pouvant être inclus | Valeur estimative pour les facteurs de coût [2](2010, $ CA) |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | rejet. | supérieure 6000 $ 16 000 $ 18 000 $ |
| 2b) | Purge et nettoyage du pipeline | A | R | Pompage ou réduction du volume de gaz; raclage, nettoyage et purge de canalisation, y compris les passes de racleurs avant le nettoyage. Isoler les sections de canalisation, vérifier la propreté. Passes de racleurs finales (en $N_2$), stockage et élimination des déchets. Vérification de la propreté (essais et analyse).[5] | Ce facteur peut être fortement influencé par le terrain ou se trouve le pipeline et le produit transporté. Ceux qui utilisent le scénario de référence pourront préciser leurs valeurs estimatives comme suit :<br>**Terrain** / **Transport de gaz** / **Transport de pétrole**<br>Plat ou descendant / Partie inférieure / Partie médiane<br>Montagneux ou ascendant / Partie médiane / Partie supérieure |
| 3 | **Abandon du pipeline sur place** | | | | |
| 3a) | Abandon du pipeline sur place | A | s.o. | Installation de bouchons pour prévenir la circulation d'eau, enlèvement d'accessoires souterrains, remblayage et remise en état des lieux de creusement.[6] À la réunion du 9 septembre 2010, les parties ont discuté d'inclure l'enlèvement d'accessoires souterrains à la catégorie 3a) ou 6. Les chiffres estimatifs montrés à droite semblent inclure l'enlèvement d'accessoires souterrains. | Applicable à chaque km laissé sur place<br>Coût unitaire du kilomètre. Les coûts unitaires dépendent plus de la distance entre les bouchons que du diamètre de la canalisation. La partie supérieure de la plage s'applique davantage aux terrains difficiles comptant plus de bouchons.<br>Plage : inférieure 10 000 $ ; supérieure 25 000 $ |
| 3b) | Provision pour activités post-cessation d'exploitation | A et A+ | s.o. | Provisions financières pour la surveillance périodique et les imprévus, par exemple l'enlèvement ultérieur éventuel de la canalisation ou des installations connexes en cas de problème<br><br>Exemples d'imprévu : problèmes d'affaissement, pipeline montant à la surface ou découverte de | Voir note en bas de page décrivant la démarche.[8]<br>Coûts annuels hypothétiques de surveillance : 100 000 $/500 km de canalisation<br>Diamètre de la canalisation : Petit / Moyen / Grand<br>Nombre hypothétique de défaillances par année/100 km : 0,5 / 0,5 / 0,5<br>Rapport hypothétique entre les défaillances et le coût unitaire 5 (a+b) de l'enlèvement et de la remise en état planifiés de 1 km d'emprise : 0,1 / 0,2 / 0,3<br>Provision estimative en $/km : 20 000 $ / 60 000 $ / 97 000 $ |

[5] Les coûts de raclage dépendent de la longueur du pipeline et du volume (le carré du diamètre de la canalisation). Les données estimatives montrées tiennent compte du volume.

[6] Le nombre de bouchons utilisés est relié à la longueur et à l'angle de la pente, au type de sol et à l'utilisation des terres. En théorie, le coût des bouchons dépend du volume de matériaux à utiliser; il devrait donc être relié au diamètre carré du pipeline. Cependant, la mobilisation des équipes fait grimper les coûts plus que le volume du pipeline, et la distinction quant au diamètre de la canalisation a été enlevée.

[7] La surveillance annuelle est établie à 200$/km selon les hypothèses indiquées dans le tableau. Un coefficient d'actualisation (66/1) est appliqué pour obtenir la provision initiale au moment de la cessation d'exploitation pour assurer le montant total nécessaire au cours des années subséquentes, avec l'inflation; autrement dit, un montant initial de 66 $ est requis pour engendrer 1 $ par année soumis à l'inflation. Ce facteur 66 utilise le taux de 1,5 % (taux de rendement sur les fonds de3,5 % moins l'inflation de 2 %) indiqué dans les hypothèses de référence révisées du 4 mars 2010. Donc, un montant de 13 333 $/ km devrait être mis de côté à la cessation d'exploitation pour la surveillance future de la canalisation laissée sur place.

| | Grande catégorie | Méthode[1] | | Éléments pouvant être inclus | Valeur estimative pour les facteurs de coût [2](2010, $ CA) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | contamination. | | | | | |
| 4 | Traitement spécial | A+ | s.o. | En attendant des éclaircissements de l'ONÉ sur les différences possibles entre le traitement par défaut aux franchissements de cours d'eau et autres franchissements, utiliser la partie inférieure de la plage établie pour ce qui suit : | Diamètre de la canalisation | | Petit | Moyen | Grand |
| | | | | | Coût unitaire par franchissement de couloir de services | | | | |
| | | | | Découpage, bouchage et remplissage au moyen de matière cellulaire aux lieux de croisement – routes, voies ferrées, services.[9] | Plage | inférieure | 30 000 $ | 35 000 $ | 50 000 $ |
| | | | | | | supérieure | 45 000 $ | 60 000 $ | 85 000 $ |
| | | | | Autres zones vulnérables sur le plan environnemental. Il faut des études plus poussées sur les types de zone vulnérable sur le plan environnemental, le traitement approprié et les coûts. | En attendant des études plus poussées, un paramètre fictif de 50 000 $par km de zone vulnérable sur le plan environnemental peut être utilisé pour tous les diamètres de canalisation. | | | | |
| 5 | **Enlèvement du pipeline** | | | | | | | | |
| 5a) | Enlèvement du pipeline et remblayage | s.o. | R | Enlèvement des obstacles et décapage de la couche arable, excavation, découpage et bouchage des pipelines, découpage des segments de canalisation et empilage des joints de tubes, chargement et transport des tubes enlevés, élimination des tubes, revêtements et installations connexes, remblayage et compactage. | Coût applicable lorsque la canalisation est enlevée. S'il y a plus d'une canalisation appartenant à la même société dans le même fossé, on applique 100 % du coût unitaire pour la première et 25 % pour le reste.[10] | | | | |
| | | | | | Diamètre de la plus grosse canalisation dans le fossé | | Petit | Moyen | Grand |
| | | | | | Coût unitaire par km de canalisation | | | | |
| | | | | | Plage | inférieure | 100 000 $ | 300 000 $ | 450 000 $ |

[8] La provision pour imprévus (nombre de défaillances par année par km de canalisation laissée sur place) x (coût d'une défaillance relatif au coût moyen d'un km d'enlèvement planifié selon le diamètre de la canalisation). Le montant annuel moyen de la provision pour imprévus est majoré du taux de 20 %, pour l'ingénierie et la gestion de projets, applicable aux petits projets. Résultat : montant annuel moyen de la provision pour imprévus de 105 $, 700 $ et 1255 $ le km pour une canalisation de diamètre petit, moyen et grand, respectivement. Ces données estimatives annuelles sont multipliées par le même coefficient d'actualisation de 66/1 pour obtenir le montant requis à la cessation d'exploitation.

En combinant les montants réservés à la surveillance et aux imprévus, le résultat est 20 000 $, 60 000 $ et 97 000 $ respectivement pour les diamètres de canalisation figurant au tableau.

Comprend le repérage de la canalisation, au besoin, le maintien de la signalisation, la lutte contre l'érosion et l'affaissement, le contrôle du soulèvement par le gel, le déplacement dans les pentes et aux points de franchissement de cours d'eau, la décontamination de l'emprise, la création de voies d'eau, les problèmes de drainage du sol, la lutte contre les mauvaises herbes (si ce n'est pas prévu dans les accords de servitude), ou tout autre problème dû à la présence d'un pipeline.

[9] Le volume de remplissage (ou volume du pipeline) dépend de la longueur et du diamètre carré du pipeline. Le coût unitaire du ciment, le cas échéant, dépend de la distance jusqu'à la centrale de dosage. Les endroits éloignés entraîneraient des coûts situés dans la partie supérieure de la plage. La partie inférieure de la plage ne s'applique seulement lorsque la majorité des remplissages se trouvent près des sources.

[10] Par exemple, pour un fossé de 10 km avec 20 km de canalisation de grand diamètre, on calculerait comme suit : 10 km x 450 000 $ + 10 km x (450 000 $ x 0,25).

| | Grande catégorie | Méthode[1] | | Éléments pouvant être inclus | Valeur estimative pour les facteurs de coût [2](2010, $ CA) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | La mobilisation et la démobilisation peuvent faire augmenter les coûts davantage, en particulier dans les régions éloignées. | | supérieure | 250 000 $ | 800 000 $ | 900 000 $ |
| 5b) | Enlèvement du pipeline et remise en état des terres | s.o. | R | Remise en état et assainissement, installation de clôtures et nettoyage, décompaction des sols, remise en végétation, inspection des activités d'enlèvement.[11] | Le coût de remise en état d'un terrain assez égal devrait être inclus dans les moyennes fixées à 5a) ci-dessus; pour un terrain accidenté ou montagneux, on peut ajouter de 10 % à 15% aux coûts estimatifs de 5a). | | | | |
| 6 | **Installations en surface** | | | | | | | | |
| 6a) | Toutes en surface | A | R | Purge et nettoyage des conduites et éléments fabriqués.<br>Remise en état des lieux (assainissement des endroits contaminés, reprise des contours, remplacement de la terre arable, remise en végétation).<br>Cela inclut le rétablissement du terrain à un état aussi proche que possible de celui des terres avoisinantes.<br>Cela exclut la valeur de toute installation en surface pouvant être récupérée et réutilisée. | 6a) + b) applicable à toutes les installations en surface | | $ par unité sauf exception | | |
| | | | | | | | faible | | élevé |
| | | | | | Vannes de sectionnement | | 15 000 $ | | 55 000 $ |
| | | | | | Station de comptage (gaz) | | 50 000 $ | | 250 000 $ |
| | | | | | Station de comptage (pétrole)[12] | | 50 000 $ | | 500 000 $ |
| | | | | | Base d'entretien | | 50 000 $ | | Récupérable |
| 6b) | Parties enlevées | s.o. | R | Démolition (s'il y a lieu), enlèvement du matériel.<br>Enlèvement des réservoirs souterrains connexes. | Station de compression par MW[13]<br>*Applicable aux stations suivantes :* | | *Moins de 5 MW*, jusqu'à 400 000 $ *Plus de 5 MW*, jusqu'à 120 000 $ | | |
| | | | | | Station de pompage [14] | | 300 000 $ | | 1,500,000 |
| 6c) | Parties laissées sur place | A | s.o. | Sécurité des installations laissées sur place (sans objet vu que toute installation hors sol doit être enlevée) | Autres installations [15]<br>Remise en état [16] | | | | |

[11] Le déboisement, le décapage et les travaux de terrassement sont reliés à la largeur de l'emprise et de l'aire de travail temporaire. Les travaux d'excavation et de remblayage dépendent du volume du pipeline et de l'épaisseur de la couverture. Le découpage, le retrait, le chargement, le déplacement et l'élimination du pipeline sont basés sur le diamètre de ce dernier et l'épaisseur de la paroi.

[12] La partie inférieure de la plage de coût unitaire est appropriée uniquement lorsqu'il n'y a pas d'installations supplémentaires aux stations de comptage de pétrole d'un réseau pipelinier.

[13] L'industrie suggère d'utiliser un coût unitaire par HP/MW installé, avec une plage incluant les turbines électriques, à gaz ou autres. Cela inclut toutes les unités, la tuyauterie extérieure, les fondations en béton à 1 m au-dessous du sol et les bâtiments enlevés.

[14] Facteurs pouvant influer sur ce coût : nombre de pompes, nombre de bâtiments et types of fondations.

[15] Les sociétés devraient aussi fournir des données estimatives pour les autres installations hors sol qui ne sont pas énumérées ici (usines à gaz, batteries, réservoirs ou parcs de stockage, pompes auxiliaires, sas équipés de lancement et de réception d'un pipeline, installations de communication, équipement électrogène, etc.). Ces dernières ne figurent pas au tableau, car il n'y a pas encore de données estimatives disponibles pour ces installations.

[16] La remise en état des lieux est présumée être incluse dans les coûts unitaires pour les installations en surface montrées.

| | Grande catégorie | Méthode[1] | | Éléments pouvant être inclus | Valeur estimative pour les facteurs de coût [2](2010, $ CA) | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 7 | Imprévus | | | Les provisions pour imprévus sont influencées par de nombreux facteurs, y compris la qualité du coût estimatif du projet. Les sociétés utilisant les coûts du scénario de base devraient appliquer une provision pour imprévus comme il est indiqué, vu le degré d'incertitude considérable de chaque coût unitaire estimatif. | Applicable aux données estimatives découlant des facteurs de coût figurant aux points 2, 3a), 4, 5a), 5b) et 6. | Approximativement 25 % |

Rappels concernant l'utilisation du présent guide pour le dépôt de coûts estimatifs de la cessation d'exploitation de pipeline :

- Lorsque des plages de coût sont fournies, les sociétés qui se fient au scénario de base devraient utiliser un coût unitaire se situant environ au milieu de la plage fournie, à moins d'avoir une raison de choisir un autre coût unitaire à l'intérieur de la plage.
- Les sociétés pipelinières sont responsables de bien se préparer financièrement en vue des futures cessations d'exploitation (voir RH-2-2008).

## Annexe V

# Tableau A-4

**4e étape :** Additionner les rangées de coûts estimatifs pour obtenir le total.

| Tableau A-4<br>Total des coûts estimatifs | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Grande catégorie** | | | **Caractéristiques du pipeline**[15] | **Coût moyen**[16] | **Coût par catégorie**[17] |
| 1 | **Ingénierie et gestion de projet** | A | R | s. o. | 20-30 % par exemple | |
| 2 | **Préparation en vue de la cessation d'exploitation** | | | | | |
| a. | **Accès aux terres et nettoyage** | A | R | X (km) | | |
| b. | **Purge et nettoyage du pipeline** | A | R | | | |
| 3 | **Abandon sur place** | | | | | |
| a. | **Abandon du pipeline sur place (élémentaire)** | A | s. o. | Y (km) | | |
| b. | **Provision pour activités après la cessation d'exploitation** | A et A+ | s. o. | Y+ ST (km) | | |
| 4 | **Traitement particulier** | A+ | s. o. | ST (km) | | |
| 5 | **Retrait du pipeline** | | | | | |
| a. | **Retrait du pipeline et remblayage** | s. o. | R | X - (Y+ST) (km) | | |
| b. | **Retrait du pipeline et remise en état des terres** | s. o. | R | | | |
| 6 | **Installations en surface** | | | | | |
| a. | **Toutes les installations** | A | R | $N^{bre}$ ___ C | | |
| b. | **Parties enlevées** | s. o. | R | $N^{bre}$ ___ C | | |
| c. | **Parties laissées sur place** | A | s. o. | $N^{bre}$ ___ | | |
| **Coût total (p. ex., en dollars de 2010) pour les futures activités de cessation d'exploitation** | | | | | | |

Par exemple, pour un pipeline de 425 km dont 25 km sous les routes, et 3 compresseurs :

X = 425 km
Y = 320 km, ou 80 % (X-ST) soit 80 % de 400 dans le tableau A-2
ST = 25 km
X-(Y+ST) = 80 km, ou 425 – (320+25)
Les 3 compresseurs à enlever seraient représentés par C.

---

14 Méthode A, A+ ou R respectivement : abandon sur place; abandon sur place avec traitement spécial; retrait.

15 Kilomètres linéaires ou nombre d'installations selon le type. Le tableau A-2 facilite l'estimation des données dans cette colonne.

16 Les données de cette colonne peuvent provenir du tableau A-3 quand il sera disponible.

17 Si les hypothèses de référence sur les frais sont utilisées, les données dans cette colonne équivalent au produit des deux colonnes précédentes. S'il s'agit d'une estimation de coût spécifique au pipeline, inscrire le total pour chaque catégorie.

## Annexe VI

# Résumé des données matérielles et des coûts estimatifs des demandeurs

La présente annexe renferme les hypothèses des demandeurs relativement aux questions physiques de la cessation d'exploitation pour chaque catégorie d'utilisation des terres, ainsi que le nombre total de kilomètres de canalisation et le nombre d'installations dans chaque catégorie d'utilisation des terres. Si les hypothèses sur la cessation d'exploitation ou le nombre de kilomètres de conduite ne sont pas indiqués dans les tableaux relatifs aux aspects physiques, c'est que les demandeurs n'ont pas de canalisation dans une catégorie donnée d'utilisation des terres ou qu'ils n'ont pas de pipeline dans une catégorie donnée de diamètre.

L'annexe comporte également les coûts estimatifs des demandeurs pour la cessation d'exploitation. Elle devrait être lue en parallèle avec les dépôts des demandeurs et les différentes sections des Motifs de décision, car les hypothèses des demandeurs ne figurent pas toutes dans les tableaux.

Hypothèses relatives aux méthodes de cessation d'exploitation utilisées par les demandeurs (à moins d'indication contraire) :

| | |
|---|---|
| A | Abandon sur place |
| A+ | Abandon sur place et traitement particulier |
| R | Retrait |

Catégories de diamètre de pipeline utilisées par les demandeurs :

| | |
|---|---|
| Petit | 2-12 po (60,3 - 323,9 mm), diamètre extérieur |
| Moyen | 14-24 po (355,6 - 610 mm), diamètre extérieur |
| Grand | Plus grand ou égal à 26 po (660 mm), diamètre extérieur |

Les données contenues dans les tableaux proviennent directement des documents soumis par les demandeurs, à quelques exceptions près. Dans certains cas, l'ONÉ a obtenu des chiffres à l'aide des données fournies dans les documents soumis par les demandeurs. En cas de disparité entre les chiffres ainsi obtenus par l'ONÉ et les données présentées par les demandeurs, ces dernières devraient l'emporter.

## *Alliance*

### *Hypothèses (questions physiques)*

| Catégories d'utilisation des terres | | Méthode de cessation d'exploitation / Total de km ou nombre | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Pipelines (par catégorie de diamètre) | | | Nombre d'installations en surface |
| | | Petit | Moyen | Grand | |
| Terres agricoles | Terres cultivées | A<br>95,7 | A<br>136,8 | A<br>1105,2 | |
| | Terres cultivées présentant des fonctions particulières | A<br>--- | A<br>--- | A<br>--- | |
| | Terres non cultivées | A<br>15,2 | A<br>27,6 | A<br>87,4 | |
| Terres non agricoles | Terres mises en valeur | A<br>--- | A<br>--- | A<br>--- | |
| | Mise en valeur éventuelle | A/R<br>2,4 | A/R<br>5,9 | A/R<br>13,4 | R<br>68 |
| | Aucune mise en valeur prévue | A<br>149,8 | A<br>234,1 | A<br>290,0 | |
| Autres | Zones écosensibles | A<br>7,8 | A<br>19,5 | A<br>24,1 | |
| | Routes et voies ferrées | A+<br>4,3 | A+<br>5,3 | A+<br>28,4 | |
| | Franchissements de plans d'eau | A<br>1,0 | A<br>6,9 | A<br>10,9 | |
| | Croisements – Services publics | A+<br>--- | A+<br>--- | A+<br>--- | |

*Coûts estimatif*

| N° | Catégorie de coûts | Données déposées en novembre 2011 (000 $) | Données déposées incluant 20 % de pipeline retiré (000 $)[1] |
|---|---|---|---|
| 1 | **Ingénierie et gestion de projet** | 8 830 | 21 900 |
| 2 | **Préparation en vue de la cessation d'exploitation** | 24 190 | 24 140 |
| | 2a. Accès aux terres et nettoyage | 7 130 | 7 080 |
| | 2b. Purge et nettoyage de pipeline | 17 060 | 17 060 |
| 3 | **Abandon du pipeline sur place** | 38 800 | 34 390 |
| | 3a. Abandon du pipeline sur place (élémentaire) | 14 470 | 12 990 |
| | 3b. Provision pour pipelines laissés sur place après la cessation d'exploitation | 24 320 | 21 400 |
| 4 | **Traitement spécial** | 48 720 | 48 720 |
| 5 | **Retrait du pipeline** | 4 390 | 128 820 |
| | 5a. Retrait du pipeline et remblayage | 4 000 | 117 240 |
| | 5b. Retrait du pipeline – Restauration du sol | 390 | 11 580 |
| 6 | **Installations en surface** | 24 930 | 24 930 |
| | 6a. Toutes les installations | 6 880 | 6 880 |
| | 6b. Parties retirées | 18 050 | 18 050 |
| | 6c. Parties laissées sur place | Néant | Néant |
| 7 | **Impondérables** | 35 940 | 61 230 |
| **Coût total** | | **185 800** | **344 130** |

[1] Données fournies par Alliance en réponse à une demande faite par l'Office au cours de l'audience MH-001-2012 visant à recalculer les coûts estimatifs selon un scénario théorique comportant un taux de retrait de 20 % pour les conduites de moyen et grand diamètre sur des terres agricoles cultivées et non cultivées.

## *Pipelines Enbridge*

### *Hypothèses (questions physiques)*

| Catégories d'utilisation des terres | | Méthode de cessation d'exploitation / Total de km ou nombre | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Pipelines (par catégorie de diamètre) | | | Nombre d'installations en surface[2] |
| | | Petit | Moyen | Grand | |
| Terres agricoles | Terres cultivées | A<br>3,3 | A<br>2321,8 | A<br>2805,4 | |
| | Terres cultivées présentant des fonctions particulières | R<br>--- | R<br>--- | R<br>--- | |
| | Terres non cultivées | A<br>--- | A<br>144,0 | A<br>236,1 | |
| Terres non agricoles | Terres mises en valeur | A<br>--- | A<br>53,2 | A<br>44,5 | |
| | Mise en valeur éventuelle | R<br>--- | R<br>14,5 | R<br>31,7 | R<br>897 |
| | Aucune mise en valeur prévue | A<br>--- | A<br>4,6 | A<br>5,4 | |
| Autres | Zones écosensibles | A<br>29,8 | A<br>615,0 | A<br>794,3 | |
| | Routes et voies ferrées | A/A+<br>0,3 | A+<br>147,5 | A+<br>167,6 | |
| | Franchissements de plans d'eau | A<br>0,4 | A<br>71,3 | A<br>101,8 | |
| | Croisements – Services publics | A<br>--- | A+<br>156,7 | A+<br>225 | |

[2] Nombre total d'installations, excluant les réservoirs hors terre, les relais de pompage et les stations de pompage. Ces autres installations figurent dans le dépôt d'Enbridge en termes de barils ou de chevaux-vapeur, plutôt qu'en nombre.

*Coûts estimatifs*

| N° | Catégorie de coûts | Données déposées en novembre 2011 (000 $) | Données déposées incluant 20 % de pipeline retiré (000 $)[3] |
|---|---|---|---|
| 1 | **Ingénierie et gestion de projet** | 21 299 | 32 000 |
| 2 | **Préparation en vue de la cessation d'exploitation** | 115 648 | 115 700 |
| | 2b. Accès aux terres et nettoyage | 115 648 | 115 700 |
| | 2a. Purge de pipeline et nettoyage | | |
| 3 | **Abandon du pipeline sur place** | 284 302 | 244 700 |
| | 3a. Abandon du pipeline sur place (élémentaire) | 284 302 | 244 700 |
| | 3b. Provision pour pipelines laissés sur place après la cessation d'exploitation | | |
| 4 | **Traitement spécial** | 93 512 | 93 500 |
| | 4a. Avec remblayage | 86 612 | 86 600 |
| | 4b. Sans remblayage | 6 900 | 6 900 |
| 5 | **Retrait du pipeline** | 9 222 | 223 900 |
| | 5a. Retrait du pipeline et remblayage | 9 222 | 223 900 |
| | 5b. Retrait du pipeline – Restauration du sol | | |
| 6 | **Installations en surface** | 201 144 | 201 200 |
| | 6a. Collecteurs de compteur | 9 954 | 10 000 |
| | 6b. Collecteurs de vannes | 7 300 | 7 300 |
| | 6c. Bâtiments d'installations électriques | 11 020 | 11 000 |
| | 6d. Bâtiments d'entretien | 9 000 | 9 000 |
| | 6e. Réservoirs en surface | 53 963 | 54 000 |
| | 6f. Relais de pompage | 10 712 | 10 700 |
| | 6g. Réservoir collecteur sous terre | 754 | 800 |
| | 6h. Vanne de canalisation principale (à distance) | 25 844 | 25 800 |
| | 6i. Vanne de canalisation principale (commande manuelle) | 15 624 | 15 600 |
| | 6j. Bâtiment d'instruments de la canalisation principale | 3 268 | 3 300 |
| | 6k. Gare de racleurs | 9 328 | 9 300 |
| | 6h. Station de pompage | 44 377 | 44 400 |
| 7 | **Impondérables** | 54 538 | 82 500 |
| **Coût total** | | **779 666** | **993 500** |

[3] Données fournies par Pipelines Enbridge en réponse à une demande faite par l'Office au cours de l'audience MH-001-2012 visant à recalculer les coûts estimatifs selon un scénario théorique comportant un taux de retrait de 20 % pour les conduites de moyen et grand diamètre sur des terres agricoles cultivées et non cultivées.

## *Enbridge (NW)*

### *Hypothèses (questions physiques)*

| Catégories d'utilisation des terres | | Méthode de cessation d'exploitation / Total de km ou nombre | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Pipelines (par catégorie de diamètre) | | | Nombre d'installations en surface[4] |
| | | Petit | Moyen | Grand | |
| Terres agricoles | Terres cultivées | A<br>--- | A<br>--- | A<br>--- | |
| | Terres cultivées présentant des fonctions particulières | R<br>--- | R<br>--- | R<br>--- | |
| | Terres non cultivées | A<br>--- | A<br>--- | A<br>--- | |
| Terres non agricoles | Terres mises en valeur | A<br>--- | A<br>--- | A<br>--- | |
| | Mise en valeur éventuelle | R<br>--- | R<br>--- | R<br>--- | R<br>99 |
| | Aucune mise en valeur prévue | A<br>--- | A<br>--- | A<br>--- | |
| Autres | Zones écosensibles | A<br>869 | A<br>--- | A<br>--- | |
| | Routes et voies ferrées (nombre) | A/A+<br>40 | A+<br>--- | A+<br>--- | |
| | Franchissements de plans d'eau (nombre) | A<br>2 | A<br>--- | A<br>--- | |
| | Croisements – Services publics (nombre) | A<br>--- | A+<br>--- | A+<br>--- | |

[4] Nombre total d'installations, excluant les réservoirs hors terre, les relais de pompage et les stations de pompage. Ces autres installations figurent dans le dépôt d'Enbridge en termes de barils ou de chevaux-vapeur, plutôt qu'en nombre.

*Coûts estimatifs*[5]

| N° | Catégorie de coûts | Données déposées en novembre 2011 (000 $) |
|---|---|---|
| **1** | **Ingénierie et gestion de projet** | 623 |
| **2** | **Préparation en vue de la cessation d'exploitation** | 5 214 |
| | 2b. Accès aux terres et nettoyage | 5 214 |
| | 2a. Purge de pipeline et nettoyage | |
| **3** | **Abandon du pipeline sur place** | 14 620 |
| | 3a. Abandon du pipeline sur place (élémentaire) | 14 620 |
| | 3b. Provision pour pipelines laissés sur place après la cessation d'exploitation | |
| **4** | **Traitement spécial** | 327 |
| | 4a. Avec remblayage | 303 |
| | 4b. Sans remblayage | 24 |
| **5** | **Retrait du pipeline** | 0 |
| | 5a. Retrait du pipeline et remblayage | 0 |
| | 5b. Retrait du pipeline – Restauration du sol | |
| **6** | **Installations en surface** | 7 250 |
| | 6a. Collecteurs de compteur | 316 |
| | 6b. Collecteurs de vannes | 0 |
| | 6c. Bâtiments d'installations électriques | 0 |
| | 6d. Bâtiments d'entretien | 2 430 |
| | 6e. Réservoirs de stockage en surface | 0 |
| | 6f. Relais de pompage | 0 |
| | 6g. Réservoir collecteur sous terre | 156 |
| | 6h. Vanne de canalisation principale (à distance) | 1 775 |
| | 6i. Vanne de canalisation principale (commande manuelle) | 1 848 |
| | 6j. Bâtiment d'instruments de la canalisation principale | 0 |
| | 6k. Gare de racleurs | 528 |
| | 6h. Station de pompage (3 stations) | 197 |
| **7** | **Impondérables** | 1 663 |
| **Coût total** | | **29 697** |

[5] Enbridge NW n'a pas de grande ou moyenne conduite.

## *Kinder Morgan*

*Hypothèses (questions physiques)*

| Catégories d'utilisation des terres | | Méthode de cessation d'exploitation / Total de km ou nombre | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Pipelines (par catégorie de diamètre) | | | Nombre d'installations en surface |
| | | Petit | Moyen | Grand | |
| Terres agricoles | Terres cultivées | A<br>860,0 | ---<br>--- | ---<br>--- | |
| | Terres cultivées présentant des fonctions particulières | A<br>0,8 | ---<br>--- | ---<br>--- | |
| | Terres non cultivées | A<br>109,9 | ---<br>--- | ---<br>--- | |
| Terres non agricoles | Mise en valeur actuelle | A<br>3,3 | ---<br>--- | ---<br>--- | |
| | Mise en valeur éventuelle | A/R<br>7,1 | ---<br>--- | ---<br>--- | R<br>42 |
| | Non mises en valeur | A<br>--- | ---<br>--- | ---<br>--- | |
| Autres | Zones écosensibles | A/A+<br>34,3 | ---<br>--- | ---<br>--- | |
| Croisements de route, de voie ferrée et de service public | Routes (nombre) | A/A+<br>720 | ---<br>--- | ---<br>--- | |
| | Voies ferrées (nombre) | A<br>37 | ---<br>--- | ---<br>--- | |
| | Principaux services publics (nombre) | A/A+<br>809 | ---<br>--- | ---<br>--- | |
| Franchissements de cours d'eau | Rivières (nombre) | A/A+<br>7 | ---<br>--- | ---<br>--- | |
| | Ruisseaux (nombre) | A<br>111 | ---<br>--- | ---<br>--- | |

*Coûts estimatifs*[6]

| N° | Catégorie de coûts | Données déposées en novembre 2011 (000 $) |
|---|---|---|
| 1 | **Ingénierie et gestion de projet** | 396 |
| 2 | **Préparation en vue de la cessation d'exploitation** | 300 |
| | 2a. Accès aux terres et nettoyage | 0 |
| | 2b. Purge de pipeline et nettoyage | 300 |
| 3 | **Abandon du pipeline sur place** | 1 181 |
| | 3a. Abandon du pipeline sur place (élémentaire) | 0 |
| | 3b. Provision pour pipelines laissés sur place après la cessation d'exploitation | 1 181 |
| 4 | **Traitement spécial** | 150 |
| 5 | **Retrait du pipeline** | 0 |
| | 5a. Retrait du pipeline et remblayage | 0 |
| | 5b. Retrait du pipeline – Restauration du sol | 0 |
| 6 | **Installations en surface** | 6 280 |
| | 6a. Toutes les installations | 1 280 |
| | 6b. Parties retirées | 5 000 |
| | 6c. Parties laissées sur place | 0 |
| 7 | **Impondérables** | 791 |
| **Coût total** | | **9 100** |

[6] Kinder Morgan n'a pas de grande ou moyenne conduite.

## *Foothills*

### *Hypothèses (questions physiques)*

| Catégories d'utilisation des terres | | Méthode de cessation d'exploitation / Total de km ou nombre | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Pipelines (par catégorie de diamètre) | | | Nombre d'installations en surface |
| | | Petit | Moyen | Grand | |
| Terres agricoles | Terres cultivées | A<br>--- | A<br>--- | A<br>563,9 | |
| | Terres cultivées présentant des fonctions particulières | R<br>--- | R<br>--- | R<br>0,7 | |
| | Terres non cultivées | A<br>--- | A<br>--- | A<br>244,3 | |
| Terres non agricoles | Terres mises en valeur | A<br>--- | A<br>--- | A<br>8,3 | |
| | Mise en valeur éventuelle | R<br>--- | R<br>--- | R<br>17,3 | R<br>45 |
| | Aucune mise en valeur prévue | A<br>--- | A<br>--- | A<br>362,9 | |
| Autres | Zones écosensibles | A<br>--- | A<br>--- | A<br>32,0 | |
| | Croisements de route publique asphaltéee et de voie ferrée | A+<br>--- | A+<br>--- | A+<br>0,4 | |
| | Croisements de route publique en gravier | A<br>--- | A+<br>--- | A+<br>0,5 | |
| | Franchissements de plans d'eau | A<br>--- | A<br>--- | A<br>2,8 | |
| | Autres croisements – Services publics | A<br>--- | A<br>--- | A<br>0,7 | |

*Coûts estimatifs*

| N° | Catégorie de coûts | Données déposées en novembre 2011 (000 $) | Données déposées incluant 20 % de pipeline retiré (000 $)[7] |
|---|---|---|---|
| 1 | **Ingénierie et gestion de projet** | 1 851 | 4 387 |
| 2 | **Préparation en vue de la cessation d'exploitation** | | |
| | 2a. Accès aux terres et nettoyage | 1 544 | 1 544 |
| | 2b. Purge de pipeline et nettoyage | 19 762 | 19 762 |
| 3 | **Abandon du pipeline sur place** | | |
| | 3a. Abandon du pipeline sur place (élémentaire) | 3 820 | 2 972 |
| | 3b. Provision pour pipelines laissés sur place après la cessation d'exploitation | 1 930 | 1 930 |
| 4 | **Traitement spécial** | 7 035 | 7 035 |
| 5 | **Retrait du pipeline** | | |
| | 5a. Retrait du pipeline et remblayage | 3 736 | 39 505 |
| | 5b. Retrait du pipeline – Restauration du sol | 1 116 | 6 972 |
| 6 | **Installations en surface** | | |
| | 6a. Toutes les installations | 57 325 | 57 325 |
| | 6b. Parties retirées | inclus au point 6a | inclus au point 6a |
| | 6c. Parties laissées sur place | s.o. | s.o. |
| 7 | **Impondérables** | s.o. | s.o. |
| **Coût total** | | **98 119** | **141 432** |

[7] Données fournies par Foothills en réponse à une demande faite par l'Office au cours de l'audience MH-001-2012 visant à recalculer les coûts estimatifs selon un scénario théorique comportant un taux de retrait de 20 % pour les conduites de moyen et grand diamètre sur des terres agricoles cultivées et non cultivées.

## *NGTL*

### *Hypothèses (questions physiques)*

| Catégories d'utilisation des terres | | Méthode de cessation d'exploitation / Total de km ou nombre | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Pipelines (par catégorie de diamètre) | | | Nombre d'installations en surface |
| | | Petit | Moyen | Grand | |
| Terres agricoles | Terres cultivées | A<br>4400,6 | A<br>3019,9 | A<br>2575,7 | |
| | Terres cultivées présentant des fonctions particulières | R<br>57,0 | R<br>39,1 | R<br>33,4 | |
| | Terres non cultivées | A<br>1185,5 | A<br>813,5 | A<br>693,9 | |
| Terres non agricoles | Terres mises en valeur | A<br>36,6 | A<br>25,1 | A<br>21,4 | |
| | Mise en valeur éventuelle | R<br>17,1 | R<br>11,7 | R<br>10,0 | R<br>1362 |
| | Aucune mise en valeur prévue | A<br>3532,2 | A<br>2424,0 | A<br>2067,4 | |
| Autres | Zones écosensibles | A<br>1311,6 | A<br>900,1 | A<br>767,7 | |
| | Croisements de route publique asphaltée et de voie ferrée | A+<br>20,8 | A+<br>14,3 | A+<br>12,2 | |
| | Croisements de route publique en gravier | A<br>14,4 | A+<br>9,9 | A+<br>8,4 | |
| | Franchissements de plans d'eau | A<br>19,3 | A<br>13,2 | A<br>11,3 | |
| | Autres croisements – Services publics | A<br>82,4 | A<br>56,5 | A<br>48,2 | |

*Coûts estimatifs*

| N° | Catégorie de coûts | Données déposées en novembre 2011 (000 $) | Données déposées incluant 20 % de pipeline retiré (000 $)[8] |
|---|---|---|---|
| **1** | **Ingénierie et gestion de projet** | 32 246 | 49 666 |
| **2** | **Préparation en vue de la cessation d'exploitation** | | |
| | 2a. Accès aux terres et nettoyage | 25 214 | 25 214 |
| | 2b. Purge de pipeline et nettoyage | 203 755 | 203 755 |
| **3** | **Abandon du pipeline sur place** | | |
| | 3a. Abandon du pipeline sur place (élémentaire) | 95 114 | 91 729 |
| | 3b. Provision pour pipelines laissés sur place après la cessation d'exploitation | 37 600 | 37 600 |
| **4** | **Traitement spécial** | 284 045 | 284 045 |
| **5** | **Retrait du pipeline** | | |
| | 5a. Retrait du pipeline et remblayage | 29 579 | 358 279 |
| | 5b. Retrait du pipeline – Restauration du sol | 7 127 | 44 358 |
| **6** | **Installations en surface** | | |
| | 6a. Toutes les installations | 308 529 | 308 529 |
| | 6b. Parties retirées | inclus au point 6a | inclus au point 6a |
| | 6c. Parties laissées sur place | s.o. | s.o. |
| **7** | **Impondérables** | s.o. | s.o. |
| **Coût total** | | **1 023 300** | **1 403 175** |

[8] Données fournies par NGTL en réponse à une demande faite par l'Office au cours de l'audience MH-001-2012 visant à recalculer les coûts estimatifs selon un scénario théorique comportant un taux de retrait de 20 % pour les conduites de moyen et grand diamètre sur des terres agricoles cultivées et non cultivées.

## *TransCanada Keystone*

### *Hypothèses (questions physiques)*

| Catégories d'utilisation des terres | | Méthode de cessation d'exploitation / Total de km ou nombre | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Pipelines (par catégorie de diamètre) | | | Nombre d'installations en surface |
| | | Petit | Moyen | Grand | |
| Terres agricoles | Terres cultivées | A<br>--- | A<br>--- | A<br>974,6 | |
| | Terres cultivées présentant des fonctions particulières | R<br>--- | R<br>--- | R<br>11,0 | |
| | Terres non cultivées | A<br>--- | A<br>--- | A<br>176,6 | |
| Terres non agricoles | Terres mises en valeur | A<br>--- | A<br>--- | A<br>9,3 | |
| | Mise en valeur éventuelle | R<br>--- | R<br>--- | R<br>10,4 | R<br>88 |
| | Aucune mise en valeur prévue | A<br>--- | A<br>--- | A<br>5,4 | |
| Autres | Zones écosensibles | A<br>--- | A<br>--- | A<br>31,8 | |
| | Croisements de route publique asphaltéee et de voie ferrée | A+<br>--- | A+<br>--- | A+<br>2,8 | |
| | Croisements de route publique en gravier | A<br>--- | A+<br>--- | A+<br>7,4 | |
| | Franchissements de plans d'eau | A<br>--- | A<br>--- | A<br>3,4 | |
| | Autres croisements – Services publics | A<br>--- | A<br>--- | A<br>6,3 | |

*Coûts estimatifs*

| N° | Catégorie de coûts | Données déposées en novembre 2011 (000 $) | Données déposées incluant 20 % de pipeline retiré (000 $)[9] |
|---|---|---|---|
| 1 | **Ingénierie et gestion de projet** | 2 897 | 5 629 |
| 2 | **Préparation en vue de la cessation d'exploitation** | | |
| | 2a. Accès aux terres et nettoyage | 722 | 722 |
| | 2b. Purge de pipeline et nettoyage | 18 709 | 18 709 |
| 3 | **Abandon du pipeline sur place** | | |
| | 3a. Abandon du pipeline sur place (élémentaire) | 4 164 | 3 392 |
| | 3b. Provision pour pipelines laissés sur place après la cessation d'exploitation | 4 200 | 4 200 |
| 4 | **Traitement spécial** | 27 606 | 27 606 |
| 5 | **Retrait du pipeline** | | |
| | 5a. Retrait du pipeline et remblayage | 4 894 | 68 647 |
| | 5b. Retrait du pipeline – Restauration du sol | 952 | 7 122 |
| 6 | **Installations en surface** | | |
| | 6a. Toutes les installations | 50 555 | 50 555 |
| | 6b. Parties retirées | inclus au point 6a | inclus au point 6a |
| | 6c. Parties laissées sur place | s.o. | s.o. |
| 7 | **Impondérables** | s.o. | s.o. |
| **Coût total** | | **114 699** | **186 582** |

[9] Données fournies par TransCanada Keystone en réponse à une demande faite par l'Office au cours de l'audience MH-001-2012 visant à recalculer les coûts estimatifs selon un scénario théorique comportant un taux de retrait de 20 % pour les conduites de moyen et grand diamètre sur des terres agricoles cultivées et non cultivées.

## *TransCanada PipeLines*

### *Hypothèses (questions physiques)*

| Catégories d'utilisation des terres | | Méthode de cessation d'exploitation / Total de km ou nombre | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Pipelines (par catégorie de diamètre) | | | Nombre d'installations en surface |
| | | Petit | Moyen | Grand | |
| Terres agricoles | Terres cultivées | A<br>111,1 | A<br>660,6 | A<br>6181,8 | |
| | Terres cultivées présentant des fonctions particulières | R<br>3,8 | R<br>22,5 | R<br>210,3 | |
| | Terres non cultivées | A<br>9,0 | A<br>53,4 | A<br>499,7 | |
| Terres non agricoles | Terres mises en valeur | A<br>14,6 | A<br>86,5 | A<br>809,4 | |
| | Mise en valeur éventuelle | R<br>8,6 | R<br>51,4 | R<br>480,8 | R<br>383 |
| | Aucune mise en valeur prévue | A<br>66,4 | A<br>394,5 | A<br>3691,4 | |
| Autres | Zones écosensibles | A<br>6,9 | A<br>41,0 | A<br>383,6 | |
| | Croisements de route publique asphaltée et de voie ferrée | A+<br>1,0 | A+<br>6,1 | A+<br>57,3 | |
| | Croisements de route publique en gravier | A<br>1,2 | A+<br>6,9 | A+<br>64,9 | |
| | Franchissements de plans d'eau | A<br>1,1 | A<br>6,5 | A<br>60,9 | |
| | Autres croisements – Services publics | A<br>0,8 | A<br>4,5 | A<br>42,3 | |

*Coûts estimatifs*

| N° | Catégorie de coûts | Données déposées en novembre 2011 (000 $) | Données déposées incluant 20 % de pipeline retiré (000 $)[10] |
|---|---|---|---|
| 1 | **Ingénierie et gestion de projet** | 58 548 | 92 609 |
| 2 | **Préparation en vue de la cessation d'exploitation** | | |
| | 2a. Accès aux terres et nettoyage | 36 494 | 36 494 |
| | 2b. Purge de pipeline et nettoyage | 222 784 | 222 784 |
| 3 | **Abandon du pipeline sur place** | | |
| | 3a. Abandon du pipeline sur place (élémentaire) | 90 993 | 67 193 |
| | 3b. Provision pour pipelines laissés sur place après la cessation d'exploitation | 21 333 | 21 333 |
| 4 | **Traitement spécial** | 567 347 | 567 347 |
| 5 | **Retrait du pipeline** | | |
| | 5a. Retrait du pipeline et remblayage | 175 500 | 606 856 |
| | 5b. Retrait du pipeline – Restauration du sol | 77 848 | 190 285 |
| 6 | **Installations en surface** | | |
| | 6a. Toutes les installations | 386 801 | 368 801 |
| | 6b. Parties retirées | inclus au point 6a | inclus au point 6a |
| | 6c. Parties laissées sur place | s.o. | s.o. |
| 7 | **Impondérables** | s.o. | s.o. |
| **Coût total** | | **1 637 648** | **2 191 702** |

[10] Données fournies par TransCanadaPipeLines en réponse à une demande faite par l'Office au cours de l'audience MH-001-2012 visant à recalculer les coûts estimatifs selon un scénario théorique comportant un taux de retrait de 20 % pour les conduites de moyen et grand diamètre sur des terres agricoles cultivées et non cultivées.

## *TQM*

### *Hypothèses (questions physiques)*

| Catégories d'utilisation des terres | | Méthode de cessation d'exploitation / Total de km ou nombre | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Pipelines (par catégorie de diamètre) | | | Nombre d'installations en surface |
| | | Petit | Moyen | Grand | |
| Terres agricoles | Terres cultivées | A<br>19,8 | A<br>273,0 | A<br>23,3 | |
| | Terres cultivées présentant des fonctions particulières | R<br>0,5 | R<br>6,4 | R<br>0,5 | |
| | Terres non cultivées | A<br>--- | A<br>--- | A<br>--- | |
| Terres non agricoles | Terres mises en valeur | A<br>3,6 | A<br>49,5 | A<br>4,2 | |
| | Mise en valeur éventuelle | R<br>2,8 | R<br>38,1 | R<br>3,3 | R<br>25 |
| | Aucune mise en valeur prévue | A<br>7,1 | A<br>98,2 | A<br>8,4 | |
| Autres | Zones écosensibles | A<br>0,6 | A<br>7,7 | A<br>0,7 | |
| | Croisements de route publique asphaltée et de voie ferrée | A+<br>0,6 | A+<br>8,4 | A+<br>0,7 | |
| | Croisements de route publique en gravier | A<br>0,2 | A+<br>2,1 | A+<br>0,2 | |
| | Franchissements de plans d'eau | A<br>0,6 | A<br>8,0 | A<br>0,7 | |
| | Autres croisements – Services publics | A<br>0,2 | A<br>2,9 | A<br>0,2 | |

*Coûts estimatifs*

| N° | Catégorie de coûts | Données déposées en novembre 2011 (000 $) | Données déposées incluant 20 % de pipeline retiré (000 $)[11] |
|---|---|---|---|
| 1 | **Ingénierie et gestion de projet** | 2 824 | 3 895 |
| 2 | **Préparation en vue de la cessation d'exploitation** | | |
| | 2a. Accès aux terres et nettoyage | 1 392 | 1 392 |
| | 2b. Purge de pipeline et nettoyage | 6 470 | 6 470 |
| 3 | **Abandon du pipeline sur place** | | |
| | 3a. Abandon du pipeline sur place (élémentaire) | 1 619 | 1 614 |
| | 3b. Provision pour pipelines laissés sur place après la cessation d'exploitation | 970 | 970 |
| 4 | **Traitement spécial** | 30 388 | 30 388 |
| 5 | **Retrait du pipeline** | | |
| | 5a. Retrait du pipeline et remblayage | 9 223 | 24 783 |
| | 5b. Retrait du pipeline – Restauration du sol | 7 381 | 13 397 |
| 6 | **Installations en surface** | | |
| | 6a. Toutes les installations | 8 356 | 8 356 |
| | 6b. Parties retirées | inclus au point 6a | inclus au point 6a |
| | 6c. Parties laissées sur place | s.o. | s.o. |
| 7 | **Impondérables** | s.o. | s.o. |
| **Coût total** | | **68 623** | **91 265** |

[11] Données fournies par TQM en réponse à une demande faite par l'Office au cours de l'audience MH-001-2012 visant à recalculer les coûts estimatifs selon un scénario théorique comportant un taux de retrait de 20 % pour les conduites de moyen et grand diamètre sur des terres agricoles cultivées et non cultivées.

## *Trans Mountain*

### *Hypothèses (questions physiques)*

| Catégories d'utilisation des terres | | Méthode de cessation d'exploitation / Total de km ou nombre | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Pipelines (par catégorie de diamètre) | | | Nombre d'installations en surface |
| | | Petit | Moyen | Grand | |
| Terres agricoles | Terres cultivées | A<br>--- | A<br>84,2 | A<br>3,6 | |
| | Terres cultivées présentant des fonctions particulières | R<br>--- | R<br>--- | R<br>--- | |
| | Terres non cultivées | A<br>--- | A<br>101,1 | A<br>--- | |
| | Mise en valeur éventuelle | R<br>--- | R<br>8,4 | R<br>--- | |
| Terres non agricoles | Mise en valeur actuelle | A/A+<br>--- | A/A+<br>98,8 | A/A+<br>20,3 | |
| | Non mis en valeur | A<br>--- | A<br>840,4 | A<br>294,8 | |
| | Mise en valeur éventuelle | R<br>--- | R<br>30,6 | R<br>0,8 | |
| Autres fonctions des terres | Endroits à risques très élevés | A/R<br>--- | A/R<br>0,6 | A/R<br>--- | |
| | Franchissement particulier de rivière | A/R<br>--- | A/R<br>3,0 | A/R<br>0,6 | R<br>116 |
| | Zones de récolte du bois | A/R<br>--- | A/R<br>0,4 | A/R<br>0,2 | |
| | Zones écosensibles | A/R<br>--- | A/R<br>--- | A/R<br>--- | |
| Croisements de route, de voie ferrée et de service public | Routes (nombre) | A+ | A+ | A+ | |
| | Voies ferrées (nombre) | A+ | A+ | A+ | |
| | Principaux services publics (nombre) | A | A+ | A+ | |
| Franchissements de plans d'eau | Rivières (nombre) | A/A+ | A/A+ | A/A+ | |
| | Ruisseaux (nombre) | A/A+ | A/A+ | A/A+ | |
| | Cours d'eau (nombre) | A/A+ | A/A+ | A/A+ | |
| | Zones humides | A/A+ | A/A+ | A/A+ | |

*Coûts estimatifs*

| N° | Catégorie de coûts | Données déposées en novembre 2011 (000 $) | Données déposées incluant 20 % de pipeline retiré (000 $)[12] |
|---|---|---|---|
| **1** | **Ingénierie et gestion de projet** | 28 850 | 33 304 |
| | Gestion de projets | 14 620 | 17 200 |
| | Génie et arpentage | 2 300 | 2 668 |
| | Gestion et inspection sur le terrain | 11 930 | 13 436 |
| **2a** | **Accès aux terres et nettoyage** | 6 008 | 7 493 |
| | Environnement (y compris soutien ) | 5 280 | 6 577 |
| | Accès aux terres | 728 | 917 |
| **2b** | **Purge et nettoyage du pipeline** | 19 116 | 19 116 |
| **3a** | **Abandon du pipeline sur place** | 35 215 | 35 215 |
| | Croisements routiers | 22 419 | 22 419 |
| | Croisements de voie ferrée | 1 629 | 1 629 |
| | Croisements de service public | 3 770 | 3 770 |
| | Franchissements de rivière | 2 725 | 2 725 |
| | Franchissements de ruisseau | 674 | 674 |
| | Franchissements de plans d'eau | 171 | 171 |
| | Franchissements de zone humide | 3 827 | 3 827 |
| **3b** | **Provision pour activités après la cessation d'exploitation** | 37 690 | 36 842 |
| **4** | **Traitement spécial** | 0 | 0 |
| **5a** | **Retrait du pipeline et remblayage** | 25 069 | 44 801 |
| | Mob./Démén./Démob. | 1 358 | 1 414 |
| | Retrait | 21 833 | 40 416 |
| | Récupération nette | -218 | -399 |
| | Remise en état | 2 096 | 3 371 |
| **5b** | **Retrait du pipeline – Restauration du sol** | inclus au point 5a | inclus au point 5a |
| **6** | **Installations en surface** | 84 958 | 84 958 |
| | Vanne de sectionnement et gares à distance | 4 021 | 4 021 |
| | Purge et nettoyage | 8 843 | 8 843 |
| | Stations de pompage | 13 614 | 13 614 |
| | Terminaux | 45 515 | 45 515 |
| | Provision pour sol contaminé | 12 965 | 12 965 |
| **7** | **Impondérables** | 48 037 | 53 571 |
| | Assurance et impôts | 15 786 | 17 250 |
| | Impondérables | 32 250 | 36 321 |
| **Coût total** | | **284 943** | **315 300** |

[12] Données fournies par Trans Mountain en réponse à une demande faite par l'Office au cours de l'audience MH-001-2012 visant à recalculer les coûts estimatifs selon un scénario théorique comportant un taux de retrait de 20 % pour les conduites de moyen et grand diamètre sur des terres agricoles cultivées et non cultivées.

## *Trans-Nord*

### *Hypothèses (questions physiques)*

| Catégories d'utilisation des terres | | Méthode de cessation d'exploitation / Total de km ou nombre | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Pipelines (par catégorie de diamètre) | | | Nombre d'installations en surface |
| | | Petit | Moyen | Grand | |
| Terres agricoles | Terres cultivées | A<br>227 | A<br>49 | A<br>--- | |
| | Terres cultivées présentant des fonctions particulières | R<br>--- | R<br>--- | R<br>--- | |
| | Terres non cultivées | A<br>90 | A<br>13 | A<br>--- | |
| Terres non agricoles | Terres mises en valeur | A<br>160 | A<br>52 | A<br>--- | |
| | Mise en valeur éventuelle | R<br>10 | R<br>--- | R<br>--- | R<br>73 |
| | Aucune mise en valeur prévue | A<br>171 | A<br>72 | A<br>--- | |
| Autres | Zones écosensibles | A<br>--- | A<br>--- | A<br>--- | |
| | Routes (nombre) | A+<br>322 | A+<br>106 | A+<br>--- | |
| | Voies ferrées (nombre) | A+<br>50 | A+<br>23 | A+<br>--- | |
| | Franchissements de plans d'eau (nombre) | A+<br>--- | A+<br>--- | A+<br>--- | |
| | Croisements – Services publics (nombre) | A<br>--- | A+<br>3 | A+<br>--- | |

*Coûts estimatifs*[13]

| N° | Catégorie de coûts | Données déposées en novembre 2011 (000 $) | Données déposées incluant 20 % de pipeline retiré (000 $)[13] |
|---|---|---|---|
| **1** | **Ingénierie et gestion de projet** | 2 169 | 2 221 |
| **2** | **Préparation en vue de la cessation d'exploitation** | 3 747 | 3 747 |
| | 2a. Accès aux terres et nettoyage | 3 747 | 3 747 |
| | 2b. Purge de pipeline et nettoyage | inclus au point 2a | inclus au point 2a |
| **3** | **Abandon du pipeline sur place** | 32 481 | 31 613 |
| | 3a. Abandon du pipeline sur place (élémentaire) | 8 339 | 8 215 |
| | 3b. Provision pour pipelines laissés sur place après la cessation d'exploitation | 24 142 | 23 398 |
| **4** | **Traitement spécial** | 15 780 | 15 780 |
| **5** | **Retrait du pipeline** | 256 | 1 185 |
| | 5a. Retrait du pipeline et remblayage | 256 | 1 185 |
| | 5b. Retrait du pipeline – Restauration du sol | inclus au point 5a | inclus au point 5a |
| **6** | **Installations en surface** | 15 245 | 15 471 |
| | 6a. Toutes les installations | 15 245 | 15 471 |
| | 6b. Parties retirées | inclus au point 6a | inclus au point 6a |
| | 6c. Parties laissées sur place | Néant | Néant |
| **7** | **Impondérables** | 6 506 | 6 661 |
| **Coût total** | | **76 184** | **76 678** |

13 Données fournies par Trans-Nord en réponse à une demande faite par l'Office au cours de l'audience MH-001-2012 visant à recalculer les coûts estimatifs selon un scénario théorique comportant un taux de retrait de 20 % pour les conduites de moyen et grand diamètre sur des terres agricoles cultivées et non cultivées.

## *Westcoast*

### *Hypothèses (questions physiques) – Collecte et traitement*

| **Catégories d'utilisation des terres** | | **Méthode de cessation d'exploitation / Total de km ou nombre** | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **Pipelines (par catégorie de diamètre)** | | | **Nombre d'installations en surface** |
| | | **Petit** | **Moyen** | **Grand** | |
| Terres agricoles | Terres cultivées | A<br>112 | A<br>162 | A<br>30 | |
| | Terres cultivées présentant des fonctions particulières | R<br>--- | R<br>--- | R<br>--- | |
| | Terres non cultivées | A<br>23 | A<br>23 | A<br>6 | |
| Terres non agricoles | Terres mises en valeur | A<br>1 | A<br>12 | A<br>31 | |
| | Mise en valeur éventuelle | R<br>--- | R<br>--- | R<br>5 | R/R+[14]<br>521 |
| | Aucune mise en valeur prévue | A<br>1 238 | A<br>1 465 | A<br>17 | |
| Autres | Zones écosensibles | A<br>--- | A<br>--- | A<br>--- | |
| | Croisements routiers (nombre) | A<br>1 186 | A+<br>1 153 | A+<br>173 | |
| | Croisements de voie ferrée (nombre) | A+<br>10 | A+<br>14 | A+<br>11 | |
| | Franchissements de plans d'eau (nombre) | A | A | A | |
| | | 2016 | | | |
| | Autres croisements – Services publics (nombre) | A | A+ | A+ | |
| | | 192 | | | |

[14] Westcoast Energy Inc. définit R+ comme un retrait partiel ou complet.

*Coûts estimatifs*

| N° | Catégorie de coûts | Données déposées en novembre 2011 (000 $) | Données déposées incluant 20 % de pipeline retiré (000 $)[15] |
|---|---|---|---|
| 1 | **Ingénierie et gestion de projet** | 24 800 | 26 100 |
| 2 | **Préparation en vue de la cessation d'exploitation** | 22 500 | 22 500 |
| 3 | **Abandon du pipeline sur place** | 39 800 | 39 600 |
| | 3a. Abandon du pipeline sur place (élémentaire) | 800 | 800 |
| | 3b. Provision pour pipelines laissés sur place après la cessation d'exploitation | 39 000 | 38 800 |
| 4 | **Traitement spécial** | 66 700 | 66 700 |
| 5 | **Retrait du pipeline** | 1 800 | 14 100 |
| 6 | **Installations en surface** | 156 600 | 156 600 |
| 7 | **Impondérables** | 24 800 | 26 100 |
| **Coût total** | | **337 000** | **351 500** |

[15] Données fournies par Westcoast en réponse à une demande faite par l'Office au cours de l'audience MH-001-2012 visant à recalculer les coûts estimatifs selon un scénario théorique comportant un taux de retrait de 20 % pour les conduites de moyen et grand diamètre sur des terres agricoles cultivées et non cultivées.

## *Westcoast*

### *Hypothèses (questions physiques) – Transport*

| Catégories d'utilisation des terres | | Méthode de cessation d'exploitation / Total de km ou nombre | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Pipelines (par catégorie de diamètre) | | | Nombre d'installations en surface |
| | | Petit | Moyen | Grand | |
| Terres agricoles | Terres cultivées | A<br>48 | A<br>32 | A<br>394 | |
| | Terres cultivées présentant des fonctions particulières | R<br>--- | R<br>--- | R<br>10 | |
| | Terres non cultivées | A<br>7 | A<br>9 | A<br>133 | |
| Terres non agricoles | Terres mises en valeur | A<br>1 | A<br>2 | A<br>99 | |
| | Mise en valeur éventuelle | R<br>--- | R<br>--- | R<br>60 | R/R+[16]<br>468 |
| | Aucune mise en valeur prévue | A<br>117 | A<br>63 | A<br>1 980 | |
| Autres | Zones écosensibles | A<br>--- | A<br>--- | A<br>--- | |
| | Croisements routiers (nombre) | A<br>66 | A+<br>71 | A+<br>3 162 | |
| | Croisements de voie ferrée (nombre) | A+<br>--- | A+<br>2 | A+<br>68 | |
| | Franchissements de plans d'eau (nombre) | A | A | A | |
| | | 1 707 | | | |
| | Autres croisements – Services publics (nombre) | A | A+ | A+ | |
| | | 1 269 | | | |

16 Westcoast Energy Inc. définit R+ comme un retrait partiel ou complet.

*Coûts estimatifs – Transport*

| N° | Catégorie de coûts | Données déposées en novembre 2011 (000 $) | Données déposées incluant 20 % de pipeline retiré (000 $)[17] |
|---|---|---|---|
| **1** | **Ingénierie et gestion de projet** | 21 000 | 24 700 |
| **2** | **Préparation en vue de la cessation d'exploitation** | 10 300 | 10 300 |
| **3** | **Abandon du pipeline sur place** | 19 200 | 19 000 |
| | 3a. Abandon du pipeline sur place (élémentaire) | 800 | 700 |
| | 3b. Provision pour pipelines laissés sur place après la cessation d'exploitation | 18 400 | 18 200 |
| **4** | **Traitement spécial** | 109 500 | 109 500 |
| **5** | **Retrait du pipeline** | 23 300 | 60 200 |
| **6** | **Installations en surface** | 66 600 | 66 600 |
| **7** | **Impondérables** | 21 000 | 24 700 |
| **Coût total** | | **270 900** | **315 000** |

[17] Données fournies par Westcoast en réponse à une demande faite par l'Office au cours de l'audience MH-001-2012 visant à recalculer les coûts estimatifs selon un scénario théorique comportant un taux de retrait de 20 % pour les conduites de moyen et grand diamètre sur des terres agricoles cultivées et non cultivées.

## Annexe VII

# Décisions importantes

**Demande d'exemption de Westcoast relativement aux mécanismes de mise de côté et de prélèvement des fonds – Lettre datée du 1er juin 2012**

**Décision de l'Office**

Comme il a déjà été mentionné, le plan d'action de l'Office, qui renferme les exigences de dépôt dont les sociétés susmentionnées aimeraient être exemptées, est énoncé dans les Motifs de décision RH-2-2008. Outre les deux principes clés indiqués par les parties ci-dessus, cette décision contient plusieurs observations que l'Office juge appropriées aux demandes.

Il est précisé dans les Motifs de décision RH-2-2008 que les sociétés doivent faire rapport des fonds mis de côté pour couvrir les coûts de cessation d'exploitation, mais ces sommes ne doivent pas forcément provenir des droits exigés. Toutefois, les sociétés pipelinières doivent démontrer que les fonds, peu importe d'où ils proviennent, sont mis de côté conformément aux principes de la décision.

Par conséquent, pour donner suite aux commentaires de Westcoast et d'AltaGas relativement à l'impossibilité de hausser les droits afin de couvrir les coûts de cessation d'exploitation, l'Office estime que les droits ne constituent pas le seul moyen d'accumuler l'argent requis à cet égard. Ces sociétés n'ont pas besoin d'augmenter leurs droits pour démontrer que les fonds seront mis de côté en vue de la cessation d'exploitation.

Westcoast et AltaGas ont également soulevé le fait que leur capacité de faire concurrence aux pipelines de compétence provinciale serait amoindrie par l'obligation de mettre des fonds de côté pour la cessation d'exploitation. L'Office a étudié ces répercussions à la lumière des principes et considérations clés énoncés dans les Motifs de décision RH-2-2008. En ce qui concerne Westcoast, l'Office a tenu compte également du fait que dans sa lettre, la société affirme son intention de gérer ses coûts et revenus de manière à garantir le financement. L'Office n'est pas persuadé que les effets sur la concurrence décrits par Westcoast ou AltaGas constituent une raison de ne pas avoir à démontrer que les fonds nécessaires seront disponibles pour couvrir les futurs coûts de cessation d'exploitation.

L'Office note aussi que Westcoast a précisé qu'elle aura toujours l'obligation de gérer ses coûts et revenus de manière à assurer des fonds suffisants pour payer la désaffectation des installations de collecte et de traitement, lorsque ces coûts doivent être assumés. L'Office réitère l'opinion exprimée dans les Motifs de décision RH-2-2008, selon laquelle les futurs coûts de cessation d'exploitation n'ont pas besoin d'être financés au complet sur-le-champ. On s'attend plutôt à ce que les sociétés déposent entre autres un plan ordonné montrant comment les futurs coûts seront couverts grâce aux fonds mis de côté.

Dans les Motifs de décision RH-2-2008, l'Office a ordonné que les fonds visant à couvrir les futurs coûts soient protégés des créanciers et soient réservés strictement à la cessation d'exploitation. L'Office a précisé de plus que les fonds destinés aux futurs coûts de cessation

d'exploitation ne doivent pas être confondus avec d'autres fonds de société. Du point de vue de l'Office, ces énoncés s'appliquent en particulier aux commentaires formulés dans les demandes de FortisBC, qui soutient qu'une exemption est justifiée étant donné que ses installations relèvent directement ou indirectement de sa société affiliée. Pour sa part, Union Gas affirme avoir une garantie de la société mère au besoin. En accord avec les commentaires faits dans les Motifs de décision RH-2-2008, l'Office est d'avis que le fait que des terrains appartiennent à une société pipelinière ou à une société affiliée ne devrait pas justifier une exemption aux exigences relatives aux activités de cessation d'exploitation. Peu importe le nombre d'installations sur ces terrains, toute activité future de cessation d'exploitation reliée à ces terrains entraîne des coûts qui doivent être payés.

L'Office observe les commentaires d'AltaGas concernant la comptabilisation des dettes selon des PCGR. L'Office fait remarquer également les commentaires de Union Gas, qui a affirmé que les fonds requis pour la cessation d'exploitation sont examinés et prélevés grâce à une étude sur l'amortissement. L'Office estime que ni le PCGR ni la perception de revenus au moyen de l'amortissement ne peut garantir que les fonds seront disponibles lorsqu'ils seront nécessaires, à moins que les montants prélevés soient mis de côté selon les principes énoncés dans les Motifs de décision RH-2-2008.

En réponse à la demande de FortisBC, qui désire être exemptée d'établir un fonds en fiducie, l'Office rappelle que le plan d'action n'exige pas l'établissement d'un tel fonds. Le plan d'action prévoit le dépôt d'une méthode pour mettre les fonds de côté. Bien que le fonds en fiducie puisse constituer un exemple, FortisBC est libre de soumettre toute autre méthode jugée plus rentable. Les Motifs de décision RH-2-2008 offrent d'ailleurs des exemples, notamment la garantie par cautionnement ou lettre de crédit.

**Dispositif**

Compte tenu de tout ce qui précède, l'Office rejette les demandes présentées par AltaGas, FortisBC, Union Gas et Westcoast. L'Office ordonne à AltaGas, FortisBC, Union Gas et Westcoast de soumettre la méthode de prélèvement et de mise de côté des fonds à la date indiquée dans son plan d'action révisé.

**Requête de la MPLA – Lettre datée du 9 août 2012**

**1. Demande de la MPLA priant l'Office d'ordonner à Enbridge de donner des réponses complètes et adéquates à certaines de ses DR**

L'Office a déjà mentionné que lorsqu'il examine une requête visant à obtenir des réponses complètes et adéquates à des DR, il soupèse la pertinence des renseignements recherchés, leur importance et le caractère raisonnable de la demande. L'Office a précisé aussi qu'il tente d'équilibrer ces facteurs de manière à satisfaire les objectifs du processus de DR, tout en empêchant les intervenants de mener un interrogatoire à l'aveuglette risquant d'alourdir injustement le fardeau du demandeur. C'est ainsi que l'Office a procédé pour rendre sa décision sur cette partie de la requête de MPLA.

*a) DR 1.7, 1.9 et 1.11*

Dans ses DR 1.7a), 1.9a) et 1.11a), la MPLA demande à Enbridge de fournir les calculs relatifs aux coûts unitaires estimatifs pour tout traitement spécial, l'enlèvement de pipeline et les impondérables. Les DR 1.7b), 1.9b) et 1.11b) visent à obtenir des renseignements sur les outils utilisés par Enbridge pour estimer les travaux d'excavation, les coûts et les impondérables. Les DR 1.7c) et d) visent à obtenir les coûts historiques des travaux d'excavation et une explication des différences entre les coûts unitaires et les coûts historiques. Enbridge a refusé de fournir les renseignements demandés parce qu'il s'agit selon elle d'information confidentielle de nature exclusive.

L'Office est d'avis que les calculs relatifs aux coûts unitaires estimatifs et les renseignements sur les outils utilisés par Enbridge pour faire les estimations sont pertinents. Il juge également que l'information sur les coûts historiques des travaux d'excavation d'Enbridge est relativement pertinente, puisque ces données ont servi à estimer le coût unitaire d'Enbridge pour tout traitement spécial. Cependant, l'Office ne trouve pas que les calculs ou les renseignements relatifs aux outils d'estimation utilisés par Enbridge sont importants. De plus, l'Office n'est pas persuadé que les renseignements demandés par la MPLA en ce qui a trait aux coûts historiques des travaux d'excavation d'Enbridge sont importants. L'Office n'a pas besoin de cette information pour déterminer si les coûts estimatifs de cessation d'exploitation déposés par Enbridge sont raisonnables. L'Office rejette donc la demande de la MPLA en ce qui a trait aux DR 1.7, 1.9 et 1.11.

*b) DR 1.14a), b) et d)*

Dans la DR 1.14a), la MPLA demande une copie de toutes les conventions de servitude ou des autres autorisations par lesquelles Enbridge a obtenu des droits fonciers pour tous ses pipelines. Dans la DR 1.14b), la MPLA veut savoir si le libellé des ententes permet de laisser un pipeline en place sans entretien continu. Enfin, dans la DR 1.14d), la MPLA veut savoir si Enbridge convient que l'enlèvement d'un pipeline est réalisable. Enbridge a fourni des conventions de servitude et d'emprise applicables au Manitoba. Enbridge a aussi répondu à la question de la MPLA portant sur le libellé, mais seulement en ce qui a trait à l'entente de règlement MPLA-SAPL. À la question concernant l'enlèvement de pipeline, Enbridge a répondu que cela pouvait se faire.

L'Office n'est pas persuadé que tous les droits de passage et autres autorisations propres aux pipelines d'Enbridge sont pertinents dans cette instance. À son avis, l'information contenue dans les formulaires d'entente ou d'autorisation pouvant être fournis par Enbridge en réponse à la DR 1.4a) est de nature générale et n'aidera pas l'Office à évaluer les coûts estimatifs d'Enbridge liés à la cessation d'exploitation. Compte tenu de son opinion en ce qui concerne la DR 1.14a), l'Office estime aussi que l'objet de la DR 1.14b) n'est pas pertinent ni important. Par contre, l'Office considère que le pourcentage de pipeline qui devrait être enlevé constitue un point pertinent. L'Office note que la demande déposée par Enbridge précise que toutes les conventions de servitude donnent à la société l'option d'enlever le pipeline. L'Office rejette donc la demande de la MPLA en ce qui a trait aux DR 1.14a) et 1.14b).

Pour ce qui est de la DR 1.14d), l'Office juge qu'Enbridge a déjà répondu à cette question de la MPLA. La MPLA a demandé à Enbridge si elle était d'accord pour dire que l'enlèvement de

pipeline était réalisable. Enbridge a mentionné que même si l'enlèvement de pipeline est possible, ce n'est pas la méthode appuyée par la plupart des études scientifiques actuelles ni une pratique acceptée dans l'industrie. Enbridge a aussi fait un renvoi à sa demande, dans laquelle elle explique pourquoi elle considère qu'il est acceptable de laisser un pipeline sur place. Par conséquent, l'Office rejette la demande de la MPLA énoncée dans la DR 1.14d) puisque la réponse a déjà été donnée. L'Office fait remarquer que les parties peuvent faire un suivi plus détaillé sur tous les points pertinents pendant le volet oral de l'audience.

*c) DR 1.15, 1.16, 1.20, 1.26, 1.28a), b) et d)*

Dans ces DR, Enbridge est priée de préciser qui sera responsable après la cessation d'exploitation si le lien entre Enbridge et le pipeline ou le propriétaire foncier venait à changer (vente du pipeline, abandon de la servitude, faillite, etc.). Enbridge n'a pas répondu à ces demandes de renseignements qui, selon elle, visent de l'information non pertinente à l'instance MH-001-2012.

L'instance MH-001-2012 porte sur les coûts estimatifs de la cessation d'exploitation de pipelines appartenant actuellement à Enbridge.[1] Or, les DR de la MPLA traitent en grande partie de questions juridiques relatives à la responsabilité, à la capacité d'Enbridge de transférer des pipelines après la cessation d'exploitation, et à l'applicabilité de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* après la cessation d'exploitation. L'Office convient avec Enbridge que les réponses à ces questions ne sont pas nécessaires pour l'aider à déterminer si les coûts estimatifs soumis par cette société sont raisonnables. Par conséquent, l'Office estime que, exception faite des DR figurant ci-dessous, les questions posées dans les DR sont peu pertinentes et ne sont pas importantes. L'Office rejette la demande de la MPLA relativement aux DR 1.15, 1.16b), 1.20, 1.26, 1.28a) et 1.28d).

Dans la DR 1.16a), MPLA demande à Enbridge de décrire comment ses coûts estimatifs de cessation d'exploitation englobent la responsabilité en cas de contamination découverte après la cessation d'exploitation. L'Office considère que les coûts estimatifs d'Enbridge en cas de contamination après la cessation d'exploitation sont pertinents et importants. Par conséquent, Enbridge doit répondre à la DR 1.16a).

La DR 1.28b) de la MPLA cherche à faire ressortir comment les coûts estimatifs d'Enbridge englobent les dommages pouvant être causés à l'équipement agricole après la cessation d'exploitation. L'Office juge ce point pertinent et important puisqu'il pourrait aider à déterminer si des fonds doivent être disponibles pour de tels dommages après la cessation d'exploitation. L'Office note qu'Enbridge a donné une réponse à cette DR, mais elle n'a pas précisé si ses coûts estimatifs englobent de tels dommages et pourquoi. Par conséquent, Enbridge est tenue de préciser sa réponse à la DR 1.28b).

Comme il a été mentionné plus haut, bon nombre des questions posées par la MPLA cherchent à faire ressortir si les propriétaires fonciers sont légalement responsables des pipelines abandonnés. À cet égard, l'Office réitère un des principes clés exprimés clairement dans les Motifs de décision RH-2-2008, à savoir que les propriétaires fonciers ne sont pas responsables des coûts

---

[1] L'instance MH-001-2012 porte sur les coûts estimatifs de la cessation d'exploitation d'Enbridge et de toutes les sociétés du Groupe 1 qui n'ont pas utilisé le scénario de référence dans leur évaluation.

liés à la cessation d'exploitation des pipelines. Suivant ce principe, l'Office a ordonné aux sociétés d'observer son plan d'action – incluant le dépôt des coûts estimatifs de la cessation d'exploitation et l'évaluation par l'Office de ces données estimatives – qui est exécuté dans le cadre de l'instance MH-001-2012.

En ce qui concerne sa compétence après la cessation d'exploitation des pipelines et la consultation menée à ce sujet, l'Office a produit une lettre d'information le 2 février 2009. Dans cette lettre, l'Office souligne qu'une fois que toutes les conditions qu'il a imposées ont été remplies, l'installation ou le pipeline abandonné n'est plus de son ressort et n'est plus réglementé ni surveillé par lui. Néanmoins, l'argent mis de côté pour la cessation d'exploitation doit inclure une disposition financière pour la surveillance et les impondérables qui peuvent survenir après que la compétence de l'ONÉ a pris fin. La question de la compétence après la cessation d'exploitation est traitée davantage dans le 4[e] volet de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières, avec la participation des propriétaires fonciers, d'autres autorités, de l'industrie et du personnel de l'ONÉ. En outre, le Groupe de travail chargé des questions foncières surveille les études sur les questions physiques reliées à la cessation d'exploitation des pipelines.

*d) DR 1.24b)*

Dans cette DR, la MPLA demande à Enbridge si elle recommanderait l'enlèvement d'un pipeline qui nuirait à l'installation de drains. Enbridge a répondu que les commentaires des propriétaires fonciers seront pris en considération dans l'évaluation du site qui aura lieu au moment de la cessation d'exploitation.

L'Office considère qu'Enbridge a déjà répondu à cette question. Par conséquent, il rejette la demande énoncée par la MPLA dans la DR 1.24b). L'Office fait remarquer que les parties pourront faire un suivi plus détaillé de tous les points pertinents pendant le volet oral de l'audience.

**2. Demande de la MPLA sollicitant l'Office d'ordonner à Enbridge de répondre à des demandes de renseignements supplémentaires découlant de la réponse d'Enbridge à la demande de renseignements 1.4 a) de la MPLA**

Dans sa requête, la MPLA a demandé la permission de déposer d'autres DR à Enbridge relativement à une section de 72 kilomètres de la canalisation 13 (DR de suivi). Dans sa demande, Enbridge avait indiqué par erreur que cette section de canalisation avait été mise hors service. Dans sa réponse à la DR 1.4a) de la MPLA, Enbridge avait toutefois admis avoir inclus par erreur cette section de la canalisation 13 dans la liste de pipelines mis hors service annexée à sa demande. Enbridge a ajouté que cette section avait en fait cessé d'être exploitée en application des ordonnances de l'Office MO-21-75 et MO-22-75. La MPLA a répliqué que si la bonne information avait été fournie par Enbridge dans sa demande, elle aurait soumis d'autres DR le 1[er] juin 2012.

Dans sa réplique, la MPLA a affirmé que les ordonnances de l'Office MO-21-75 et MO-22-75 renvoient à certains documents et affidavits fournis à l'ONÉ en 1975. Si ces documents et affidavits ne sont pas déjà visés par la requête de la MPLA, cette dernière a demandé à l'Office d'obliger Enbridge à les produire.

La MPLA a demandé l'autorisation de soumettre d'autres DR à Enbridge. Cette demande est arrivée après la date limite du 1er juin 2012 fixée par l'Office pour présenter des DR aux demandeurs. Lorsque l'Office examine des demandes tardives, il tient compte de divers facteurs, notamment de la pertinence des demandes, de l'ampleur du préjudice causé à l'une ou l'autre des parties à l'instance et de la justification de telles demandes. L'Office a tenu compte de ces facteurs dans sa décision portant sur cette partie de la requête.

Reconnaissant l'erreur commise par Enbridge dans sa demande relativement à la section de 72 kilomètres de la canalisation 13, l'Office accepte l'argument de la MPLA selon lequel elle aurait déposé des DR de suivi le 1er juin 2012 si elle avait su que cette section de la canalisation 13 avait cessé d'être exploitée. Par conséquent, l'Office juge que la demande tardive de la MPLA est justifiée.

En ce qui a trait aux préjudices, l'Office note que le volet oral de l'audience débutera le 30 octobre 2012, ce qui offre une certaine flexibilité si les dates limites fixées pour les dépôts doivent être changées. L'Office a donc déterminé que tout préjudice causé aux parties serait minime s'il permettait à la MPLA de soumettre d'autres DR.

D'après l'Office, les DR de suivi 2.1g) à i), k), m) à p) et u) ont trait à l'expérience d'Enbridge relativement aux enjeux et aux coûts occasionnés après la cessation d'exploitation. Les données historiques sur les coûts après la cessation d'exploitation sont utiles à l'Office pour évaluer les coûts estimatifs de cessation d'exploitation des sociétés. Par conséquent, l'Office juge que les DR de suivi 2.1g) à i), k), m) à p) et u) ont une valeur probante.

L'Office estime aussi que l'extraction de l'information fournie en réponse à ces DR de suivi pourrait prendre un certain temps à Enbridge. Il est donc préférable de poser ces questions au moyen de DR plutôt que dans le cadre du volet oral de l'audience.

Par contre, l'Office considère que les autres DR de suivi, ainsi que la demande de renseignements énoncée dans la réplique de la MPLA, sont peu pertinentes et sont sans valeur probante. À son avis, la majorité des DR de suivi ne sont pas reliées à l'expérience d'Enbridge relativement aux activités postérieures à la cessation d'exploitation. Par exemple, les DR de suivi 2.1a) à e) portent précisément sur le processus de réglementation concernant la mise hors service de la canalisation 13. Les DR de suivi 2.1f) et l) ont trait aux servitudes sur la canalisation 13. Les DR 2.1q) à t) traitent d'activités concrètes précises reliées à la mise hors service de la canalisation 13. Compte tenu de ce qui précède, l'Office rejette la demande de la MPLA énoncée dans les DR de suivi 2.1a) à f), j), l) et q) à t) de même que celle qui figure dans la réplique de la MPLA.

Compte tenu de tout ce qui précède, l'Office ordonne à Enbridge de répondre aux DR de suivi 2.1g) à i), k), m) à p) et u) de la MPLA. L'Office ordonne également à Enbridge de fournir la fiche technique de la section abandonnée de la canalisation 13, y compris sans toutefois s'y limiter, l'épaisseur de la paroi et l'épaisseur de la couverture, dans la mesure où ces données appuieraient les réponses données.

3. **Demande de la MPLA priant l'Office de modifier l'ordonnance d'audience MH-001-2012 de manière à prolonger de deux semaines, soit jusqu'au 10 août 2012, le délai pour le dépôt de la preuve écrite des intervenants**

Tel qu'il a déjà été mentionné, l'Office a prolongé le délai pour le dépôt de la preuve écrite des intervenants le 25 juillet 2012.

Cependant, par suite de sa décision concernant la requête de la MPLA, l'Office a décidé de changer les dates limites fixées pour le processus MH-001-2012 :

| | |
|---|---|
| Dépôt des réponses aux demandes de renseignements de la MPLA (Enbridge) | 22 août 2012 |
| Preuve écrite des intervenants | 29 août 2012 |
| Dépôt des demandes de renseignements de tous les intervenants | 5 septembre 2012 |
| Dépôt des réponses des intervenants aux demandes de renseignements | 21 septembre 2012 |
| Contre-preuve des demandeurs | 12 octobre 2012 |

**Clarification de la mise à jour procédurale (en réponse à la demande de révision et de modification soumise par Pipelines Enbridge, Alliance et Kinder Morgan) – Lettre datée du 23 octobre 2012**

L'Office souhaite fournir ici des éclaircissements au sujet de sa mise à jour procédurale.

Dans les Motifs de décision RH-2-2008, l'Office s'est engagé à évaluer les documents déposés sur les coûts estimatifs de la cessation d'exploitation, au même titre que tous les autres documents déposés par les sociétés réglementées, à la lumière des principes et facteurs exposés dans la décision, et des exigences prescrites dans la *Loi*. L'Office a précisé dans les Motifs de décision RH-2-2008 que l'accès aux fonds accumulés ne devrait généralement pas être permis pour la désaffectation ou la mise hors service d'installations, à moins qu'il accorde une autorisation fondée sur les faits d'un cas particulier à l'étude.

Vu que les Motifs de décision RH-2-2008 laissent entrevoir la possibilité pour les sociétés d'accéder aux fonds pour les frais de désaffectation et de mise hors service d'installations avec l'autorisation de l'Office, il s'ensuit que les coûts estimatifs liés à la cessation d'exploitation peuvent inclure ces frais. Par conséquent, l'Office précise qu'il considère tous les coûts estimatifs liés à la cessation d'exploitation des demandeurs, sociétés du Groupe 1, qui peuvent comprendre ceux liés aux activités de désaffectation dans la mesure où ces coûts sont présentés dans leurs demandes, ce qui va dans le sens des Motifs de décision RH-2-2008.

Dans ces circonstances, les parties de la mise à jour procédurale qui limitent l'Office à l'étude des frais liés à la cessation d'exploitation doivent être interprétées dans leur sens large et inclure tous les coûts inclus dans la demande d'une société. De la même façon, toute référence dans la mise à jour procédurale à la capacité des sociétés à retirer des fonds en vue du financement de la désaffectation devrait être lue d'une manière conciliable avec les Motifs de décision RH-2-2008. Par souci d'exactitude, l'Office réitère que l'accès aux fonds accumulés ne devrait généralement pas être permis pour la désaffectation ou la mise hors service d'installations, à moins qu'il accorde une autorisation fondée sur les faits d'un cas particulier à l'étude.

L'Office note que même s'il considère tous les coûts estimatifs de cessation d'exploitation soumis par les sociétés, cela ne veut pas dire qu'il se penche sur le bien-fondé d'un projet particulier de mise hors service, de désaffectation ou de cessation d'exploitation. Ces projets sont traités au cas par cas.

**Accès aux fonds**

Ce que l'Office a confirmé plus haut ne doit pas être interprété, à cette étape-ci, comme l'approbation de l'accès aux fonds pour tout projet ou groupe de projets. Conformément aux Motifs de décision RH-2-2008, l'Office considérera la question de l'accès aux fonds dans le contexte de son évaluation de la méthode de mise de côté utilisée par les sociétés. L'Office a souligné dans les Motifs de décision RH-2-2008 que le processus pour accéder aux fonds doit être décrit clairement dans la méthode de mise de côté présentée par les sociétés.[1]

---

[1] Le plan d'action révisé de l'Office exige des sociétés du Groupe 1 qu'elles élaborent et présentent à l'Office pour approbation, au plus tard le 28 février 2013, le processus et la méthode proposés pour mettre des fonds de côté. Les sociétés du Groupe 2 doivent déposer leurs documents au plus tard le 31 mai 2013.

Par conséquent, l'Office n'examinera pas le mode d'accès aux fonds dans le cadre de l'instance MH-001-2012.

**Conclusion**

L'Office note que les demandeurs ont sollicité une révision et une modification des Motifs de décision RH-2-2008 et de la mise à jour procédurale, ou encore des corrections à cette mise à jour. L'Office est d'avis que compte tenu des éclaircissements fournis plus haut, il n'y a pas de raison de se pencher plus avant sur la demande dans la forme où elle a été déposée.

Si les demandeurs ou une autre partie ont des questions supplémentaires concernant les commentaires de l'Office dans les Motifs de décision RH-2-2008 relativement à l'accès aux fonds pour la désaffectation ou la mise hors service, ils peuvent soumettre une demande révisée énonçant leurs préoccupations ainsi que tout l'argument juridique pertinent.

**Objection de la MPLA à la déclaration d'ouverture de TCPL**

5230. LE PRÉSIDENT : M. Ignasiak, avant d'aller plus loin, une décision a été rendue concernant l'objection de M. Goudy à une partie de la déclaration d'ouverture.

5231. L'Office est d'avis que l'information sur la protection cathodique qui a été fournie vendredi dernier pendant la déclaration d'ouverture du groupe de sociétés de TransCanada est suffisante pour le moment.

5232. Si d'autres participants à l'audience ont des questions supplémentaires dans le domaine de la protection cathodique, les témoins de TransCanada auront l'occasion d'approfondir le sujet durant le contre-interrogatoire.

5233. Nous avons donc l'intention de laisser le dossier tel quel; sous réserve de toute autre section de la déclaration d'ouverture reliée aux sujets qui font partie de la demande du groupe de sociétés de TransCanada, nous procéderons au contre-interrogatoire du groupe de témoins.

**Requête de M. Core visant à rayer le rapport de l'ACPÉ du dossier**

LE PRÉSIDENT : M. Core, l'Office a décidé de rejeter votre requête visant à rayer le rapport de l'ACPÉ du dossier. Pour décider s'il faut admettre ou rejeter une preuve, la raison primordiale considérée par l'Office est l'établissement d'un dossier complet sur lequel repose la décision rendue.

4003. Dans le cadre de la présente audience, l'Office se penche sur le caractère raisonnable des coûts estimatifs déposés. Les sociétés ont proposé des coûts estimatifs qui ont été appuyés, dans bien des cas, par des références au rapport de l'ACPÉ. Un demandeur a déposé le rapport en tant que pièce.

4004. Par conséquent, l'Office est d'avis que le rapport de l'ACPÉ est directement pertinent dans la présente instance et qu'il ne devrait pas être rayé du dossier.

4005. L'Office note aussi ce que M. Core a souligné, à savoir que le dossier est une ébauche et que les auteurs ne sont pas susceptibles d'être contre-interrogés dans le cadre de la

présente audience. De plus, selon l'avertissement au début, les sociétés utilisent le rapport à leurs propres risques.

4006. Les parties peuvent avoir l'assurance qu'avant de rendre une décision, l'Office accordera un poids approprié à ce rapport, comme c'est le cas pour tous les éléments de preuve.

4007. Merci.

**Décision concernant le dépôt de TCPL**

7162. LE PRÉSIDENT : D'accord, merci. Nous vous avons promis une décision cet après-midi.

7163. Dans la présente instance, l'Office étudie le caractère raisonnable des coûts estimatifs de chaque société. Cela inclut le caractère raisonnable des hypothèses de chaque société relativement aux méthodes de cessation d'exploitation proposées, à l'envergure et à la justification de chaque activité de cessation d'exploitation et au mode d'estimation.

7164. Chaque société avait le choix d'utiliser les hypothèses de référence de l'Office ou leurs propres coûts estimatifs liés à la cessation d'exploitation. Les sociétés qui ont opté pour l'utilisation de leurs propres coûts estimatifs, comme le groupe de sociétés de TransCanada, devaient justifier leur choix.

7165. L'Office est toujours d'avis que sa demande originale l'aidera à évaluer le caractère raisonnable du dépôt de TransCanada. Par conséquent, l'Office ordonne au groupe de sociétés de TransCanada de déposer les documents conformément à sa demande.

7166. Pour être clair, un tableau devrait montrer 10 %, 20 % et 30 % sur des terres agricoles cultivées. Le deuxième tableau devrait indiquer 10 %, 20 % et 30 % sur des terres agricoles cultivées et non cultivées. Si vous avez besoin de plus d'information, je crois que vous trouverez ce que nous avons demandé dans les transcriptions.

7167. M. IGNASIAK : Je ne suis pas… Monsieur le Président, je crois que l'information précise dont nous aurions besoin est la suivante : faut-il se servir des mêmes sous-catégories que celles qui ont été utilisées dans les tableaux par les autres sociétés? C'est la véritable question qui se pose.

7168. LE PRÉSIDENT : C'est exact.